

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа новых производственных технологий

Научно-образовательный центр Н.М.Кижнера

Направление подготовки 18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Профиль Машины и аппараты химических и нефтехимических производств

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы				
Модернизация основного оборудования установки подготовки нефти «Двуреченского» нефтяного месторождения				

УДК 622.276.8.002.5(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ61	Гилев Максим Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Беляев В.М.	к.т.н., доц		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Криницына З.В.	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Ахмеджанов Рафик Равильевич	д.б.н.		

По разделу «Механический расчет оборудования»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Беляев В.М.	к.т.н., доц		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Краснокутская Елена Александровна	Доктор химических наук		

Томск – 2018г.

Перечень результатов обучения (профессиональных и универсальных компетенций), запланированных к достижению выпускниками данной образовательной программы

Код результата	Формулировка цели
P1	способность к абстрактному мышлению, анализу, синтезу
P2	готовность действовать в нестандартных ситуациях, нести социальную и этическую ответственность за принятые решения
P3	готовность к саморазвитию, самореализации, использованию творческого потенциала
P4	готовность к коммуникации в устной и письменной формах на русском и иностранном языках для решения задач профессиональной деятельности
P5	готовность руководить коллективом в сфере своей профессиональной деятельности, толерантно воспринимая социальные, этнические, конфессиональные и культурные различия
P6	способность к профессиональной эксплуатации современного оборудования и приборов в соответствии с направлением и профилем подготовки
P7	готовность к использованию методов математического моделирования материалов и технологических процессов, к теоретическому анализу и экспериментальной проверке теоретических гипотез
P8	готовность к защите объектов интеллектуальной собственности и коммерциализации прав на объекты интеллектуальной собственности
P9	способность формулировать научно-исследовательские задачи в области реализации энерго- и ресурсосбережения и решать их
P10	способность организовать самостоятельную и коллективную научно-исследовательскую работу
P11	готовность к поиску, обработке, анализу и систематизации научно-технической информации по теме исследования, выбору методик и средств решения задачи
P12	способность использовать современные методики и методы, в проведении экспериментов и испытаний, анализировать их результаты и осуществлять их корректную интерпретацию;
P13	способность составлять научно-технические отчеты и готовить публикации по результатам выполненных исследований

Код результата	Формулировка цели
P14	готовность разрабатывать математические модели и осуществлять их экспериментальную проверку
P15	готовность к разработке мероприятий по энерго- и ресурсосбережению, выбору оборудования и технологической оснастки
P16	готовность к разработке технических заданий на проектирование и изготовление нестандартного оборудования
P17	способность к анализу технологических процессов с целью повышения показателей энерго-и ресурсосбережения, к оценке экономической эффективности технологических процессов, их экологической безопасности
P18	способность оценивать инновационный и технологический риски при внедрении новых технологий
P19	способность разрабатывать мероприятия по комплексному использованию сырья, по замене дефицитных материалов
P20	способность создавать технологии утилизации отходов и системы обеспечения экологической безопасности производства
P21	способность оценивать экономические и экологические последствия принимаемых организационно-управленческих решений
P22	готовность к организации работы коллектива исполнителей, принятию решений и определению приоритетности выполняемых работ
P23	способность находить оптимальные решения при создании продукции с учетом требований качества, надежности, стоимости и экологической безопасности производств
P24	способность использовать современные системы управления качеством в конкретных условиях производства на основе международных стандартов
P25	готовность разрабатывать информационные системы планирования и управления предприятием
P26	способность к проектной деятельности в профессиональной сфере на основе системного подхода и использования моделей для описания и прогнозирования ситуаций, осуществления качественного и количественного анализа процессов в целом и отдельных технологических стадий
P27	способность формулировать задания на разработку проектных решений
P28	готовность к проведению патентных исследований с целью обеспечения патентной

Код результата	Формулировка цели
	чистоты новых проектных решений и определения показателей технического уровня проекта
P29	способность проводить технические и технологические расчеты по проектам, технико-экономической, функционально-стоимостной и эколого-экономической эффективности проекта
P30	готовность к оценке инновационного потенциала проекта
P31	способность использовать пакеты прикладных программ при выполнении проектных работ
P32	способность разрабатывать методические и нормативные документы, техническую документацию, а также предложения и мероприятия по реализации разработанных проектов и программ
P33	готовность к разработке учебно-методической документации для обеспечения учебного процесса
P34	готовность к постановке новых лабораторных работ и проведению практических занятий

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа новых производственных технологий

Научно-образовательный центр Н.М.Кижнера

Направление подготовки 18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Профиль Машины и аппараты химических и нефтехимических производств

УТВЕРЖДАЮ:

Профессор ООП

 (Подпись) (Дата) Краснокутская Е.А.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
4КМ61	Гилеву Максиму Владимировичу

Тема работы:

Модернизация основного оборудования установки подготовки нефти «Двуреченского» нефтяного месторождения
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.18
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Цех подготовки и перекачки нефти №6. Установка подготовки нефти. Проектная мощность 3 млн. тонн/год нефти. Режим работы – непрерывный. Вид сырья – сырая нефть. Технологические параметры работы НГС: - температура рабочей среды в аппарате до +70°C; - рабочее давление в аппарате 0,3 МПа. В данном аппарате происходит разделение на две фазы: газ, водонефтяная эмульсия. Технологические параметры работы вертикального газового сепаратора: - температура рабочей среды в аппарате до 24°C; - рабочее давление в аппарате 0,27 МПа;</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>Реферат Введение 1.Описание технологической схемы 2.Расчет нефтегазового сепаратора 2.1.Технологический расчет нефтегазового сепаратора 2.2.Технологический расчет диаметра патрубков 2.3.Механический расчет нефтегазового сепаратора 3.Расчет вертикального газового сепаратора 3.1.Технологический расчет вертикального газового сепаратора 3.2. Механический расчет вертикального газового сепаратора.. 5.Социальная ответственность. 6.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Заключение Список литературы Приложение</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Лист 1. Технологическая схема. (A1) Лист 2. Нефтегазовый сепаратор. Чертеж общего вида. (A1x2) Лист 3-4. Нефтегазовый сепаратор. Выносные элементы. (A1) Лист 5. Вертикальный газовый сепаратор. Чертеж общего вида. (A2x3) Лист 6-7. Вертикальный газовый сепаратор. Выносные элементы. (A1) Лист 8. Техничко-экономические показатели. (A1)</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>к.т.н., доцент Криницына З.В.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Профессор, Ахмеджанов Р.Р.</p>
<p>Иностранный язык</p>	<p>Доктор пед.наук, доцент Игна Ольга Николаевна</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>4. Литературный обзор</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Беляев В.М.	к.т.н., доц		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ61	Гилев Максим Владимирович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
4КМ61	Гилев Максим Владимирович

Школа	ИШНПТ	Отделение школы (НОЦ)	НОЦ им.Кижнера
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Оборудование для обессоливания и обезвоживания нефти. Установка подготовки нефти.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	Нефть относится к III классу опасности, ПДК аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны не более 10 мг/м ³ . Она содержит легкоиспаряющиеся вещества, опасные для человека – возбудимость ЦНС, снижение кровяного давления. Загазованность рабочей зоны по ГН 2.2.5.1313. – 03; Недостаточность освещения по ГОСТ Р 55710 - 2013; Измерение шума на рабочем месте по ГОСТ 12.1.003 – 83; Опасность поражения электрическим током по ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ; Опасность термических ожогов по РД 153-34.0-03.702-99. Опасность взрыва и пожара по ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ; Правила работы на высоте устанавливаются ПОТ РМ 012-20004; При работе с нефтью необходимо иметь противогазы марки БКФ, защитные перчатки, мази, очки. Также при работе в закрытых помещениях должны быть установлены приточно-вытяжные вентиляции.
2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);	Защита селитебной зоны: Объект по переработке нефти относится к I классу опасности. Санитарно-защитная зона – 1000 м.

<ul style="list-style-type: none">– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	<p>Величина ПДК. Средне суточное, мг/м³:</p> <ul style="list-style-type: none">• Хлор – 0,03;• Оксид углерода – 3;• Диоксид серы – 0,1;• Диоксид азота – 0,04;• Свинец – 0,0003 <p>Для защиты гидросферы предусмотрено:</p> <ul style="list-style-type: none">• Обвалование площадок;• Дренажные емкости для сбора разливов нефтепродуктов;• Сточные воды проходят механическую очистку. <p>Защита литосферы осуществляется утилизацией отходов производства, установленным регламентом производства.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none">– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;– выбор наиболее типичной ЧС;– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	<p>Взрыв, пожар, разрыв трубопровода;</p> <p>Протечки в запорно-регулирующей арматуре или в аппаратах;</p> <p>Сбои в работе системы электроснабжения. При возникновении ЧС в первую очередь необходимо сообщить в пожарную охрану и скорую помощь.</p> <p>Прекращение подачи сырья;</p> <p>Отсечь аварийный участок;</p> <p>Переключение на резервную линию;</p> <p>Отцепить территорию лентой и выставить необходимые знаки.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none">– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	<p>Повышена оплата труда – не менее 4% тарифной ставки;</p> <p>Продолжительность рабочего времени – не более 36 часов в неделю;</p> <p>К работе не допускаются женщины и лица, не достигшие восемнадцатилетнего возраста.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Ахмеджанов Р.Р.	д.б.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ61	Гилев Максим Владимирович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
4КМ61	Гилев Максим Владимирович

Школа	ИШНПТ	Отделение школы (НОЦ)	НОЦ им. Н.М. Кижнера
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Затраты на проектирование, заказ, монтаж и установку теплообменник	Расчет общих затрат на проектирование отдельных узлов, их приобретение и установку.
2. Расчет экономической эффективности модернизации сепаратора	Расчет экономической эффективности и экономии средств при модернизации нефтегазового сепаратора
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей):</i>	
1. Затраты на проектирование и закупку отдельных узлов сепаратора	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Кривильева З.В.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ61	Гилев Максим Владимирович		

Реферат

Магистерская диссертация состоит из пояснительной записки. Пояснительная записка содержит 170 страницы, 40 таблиц, 30 рисунков и 37 источников.

Ключевые слова: нефть, сепаратор, газ, сосуд, эмульсия.

Целью диссертации является расчет нефтегазового сепаратора и расчет вертикального газового сепаратора, определения основных размеров аппаратов. Так же расчеты на прочность, расчет укрепления отверстий, расчет фланцевых соединений, расчет массы аппарата и расчет опор.

Данные аппараты применяются на установках подготовки нефти для разделения газоводонефтяной эмульсии.

В разделе «Расчет нефтегазового сепаратора» содержится технологический, конструктивный и механический расчеты теплообменника.

В разделе «Расчет вертикального газового сепаратора» выполнен механический расчет и проверка на прочность основных элементов аппарата.

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрены опасные и вредные факторы на данном производстве, а так же вопросы по безопасному ведению технологического процесса.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» была рассчитана экономическая эффективность данной установки.

Abstract

The master thesis consists of the explanatory note. The explanatory note contains 170 pages, 40 tables, 30 pages and 37 sources.

Key words: oil, separator, gas, vessel, emulsion.

The purpose of the study is to determine the oil and gas separator and calculate the vertical gas separator, determine the main dimensions of the apparatus. Also calculations for strength, calculation of hole reinforcement, calculation of flange connections, calculation of the mass of the apparatus and calculation of supports.

These devices are used in oil treatment plants for separation of gas-water emulsion.

In the section "Calculation of oil and gas separator" contains the technological, constructive and mechanical calculations of the heat exchanger.

In the section "Calculation of the vertical gas separator", a mechanical calculation and a check on the strength of the main elements of the apparatus were made.

In the section "Social Responsibility", hazardous and harmful factors in this production are considered, as well as issues related to the safe conduct of the technological process.

In the section "Financial Management, Resource Efficiency and Resource Saving", the economic efficiency of this installation was calculated.

Оглавление

Введение	15
1. Описание технологического процесса и технологической схемы установки подготовки нефти.....	16
2. Расчет нефтегазового сепаратора.....	31
2.1. Технологический расчет нефтегазового сепаратора	31
2.2. Расчет диаметра патрубков.....	34
2.3. Механический расчет нефтегазового сепаратора.....	37
2.3.1. Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки, нагруженной внутренним избыточным давлением	38
2.3.1.1. Расчет обечайки на прочность	39
2.3.2. Расчет эллиптической крышки	40
2.3.2.1. Расчет стенки крышки при гидравлическом испытании и при рабочем давлении.....	41
2.3.3. Расчет штуцеров	42
2.3.3.1. Расчет укрепления отверстия при внутреннем и внешнем давлениях	43
2.3.3.2. Расчет толщины стенок штуцеров.....	45
2.3.3.3. Расчетные длины штуцеров	47
2.3.3.4. Расчет ширины зоны укрепления отверстий.....	50
2.3.3.5. Расчет допускаемого избыточного давления штуцеров.....	53
2.3.4. Расчет фланцевого соединения.....	54
2.3.4.1. Расчет податливости прокладки	58
2.3.4.2. Расчет податливости шпилек	58
2.3.4.3. Расчет параметров фланцев	59

2.3.4.5. Угловая податливость фланцев	61
2.3.4.6. Проверка прочности шпилек и прокладки	64
2.3.4.7. Расчет фланцев на статическую прочность	64
2.3.5. Расчет массы аппарата	65
2.3.5.1. Расчет седлообразной опоры	66
2.3.5.2. Определение расчетных усилий	67
3. Расчет газового сепаратора.....	70
3.1. Технологический расчет газового сепаратора	70
3.2. Механический расчет электродегидратора.....	73
3.2.1. Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки, нагруженной внутренним избыточным давлением	74
3.2.1.1. Расчет обечайки на прочность	75
3.2.2. Расчет эллиптической крышки	77
3.2.2.1. Расчет стенки крышки при гидравлическом испытании и при рабочем давлении.....	77
3.3.3. Расчет штуцеров	78
3.3.3.1. Расчет укрепления отверстия при внутреннем и внешнем давлениях	79
3.3.3.2. Расчет толщины стенок штуцеров	80
3.3.3.3. Расчетные длины штуцеров	82
3.3.3.5. Расчет допускаемого избыточного давления штуцеров.....	85
3.3.4. Расчет фланцевого соединения.....	86
3.3.4.1. Расчет податливости прокладки	90
3.3.4.2. Расчет податливости шпилек	91
3.3.4.3. Расчет параметров фланцев	92

3.3.4.5. Угловая податливость фланцев	94
3.3.4.6. Проверка прочности шпилек и прокладки	96
3.3.4.7. Расчет фланцев на статическую прочность	97
3.3.5. Расчет массы аппарата	97
3.3.5.1. Расчет опорной стойки	98
4. Литературный обзор.....	102
4.1. Технология подготовки нефти от газа.....	102
5. Расчет средства защиты нефтегазового сепаратора от превышения давления.....	109
5.1. Характеристика современного состояние проблемы	109
5.2. Защита от превышения давления	110
5.3. Расчет пропускной способности предохранительного клапана	111
6. Социальная ответственность	113
6.1. Характеристика объекта исследования	113
6.2. Производственная безопасность	114
6.2.1. Загазованность рабочей зоны	115
6.2.2. Воздействие на организм человека	115
6.2.3. Предлагаемые средства защиты	115
6.2.5. Повышенный уровень шума на производстве	116
6.2.6. Электробезопасность.....	116
6.2.7. Пожарная безопасность.....	117
6.2.8. Пожарно-профилактические мероприятия	118
6.2.9. Термическая опасность. Повышенная температуры поверхностей	118
6.3. Экологическая безопасность	119
6.3.1. Защита жилой зоны	119

6.3.2. Воздействие объекта на атмосферу	119
6.3.3. Воздействие объекта на гидросферу	120
6.3.4. Воздействие объекта на литосферу	121
6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	122
6.4.1. Первичные средства пожаротушения	123
6.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	123
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	124
7.1. Эффект и эффективность	125
7.3 Расчет экономической эффективности	126
Заключение	129
Список литературы	130
Приложение А	133

Введение

Нефть, на сегодняшний день является основным энергоносителем в России, так как играет важную роль в экономике страны. Но сразу использовать нефть, добытую из скважин экономически не целесообразно, потому что в сырой нефти содержится большое количество механических примесей (песок, глина, часть бурового раствора и т.п.), а так же большое содержание солей в пластовой воде. При использовании не подготовленной нефти, может вызвать ряд проблем в технологии и дальнейшей переработке.

В целях уменьшения механических примесей в добываемой сырой нефти и увеличение качества товарной нефти необходима предварительная подготовка.

Основным объектом являлся цех по подготовке и перекачки нефти №6 (ЦППН-6) в п. Крапивинском, где расположена установка подготовки нефти (УПН).

На данный момент на УПН «Двуреченского» нефтяного месторождения приходит большой объем газа, для решения проблемы необходимо установка еще одного нефтегазового аппарата для дегазации нефти.

1. Описание технологического процесса и технологической схемы установки подготовки нефти

Разделение продукции скважин включает следующие процессы:

- Сепарация нефти от растворенного газа;
- Сброс пластовой воды (обезвоживание).

Сепарация газа от нефти происходит под влиянием гравитационных, инерционных сил и за счет селективной смачиваемости нефти.

Гравитационная сепарация осуществляется вследствие разности плотностей жидкости и газа, т.е. под действием их силы тяжести.

Инерционная сепарация происходит при резких поворотах газонефтяного потока, при этом жидкость, как более инерционная, продолжает двигаться по прямой, а газ меняет свое направление.

Сброс пластовой воды применяется для уменьшения коррозии трубопроводов и повышения производительности установок подготовки нефти. Сброс пластовой воды на УПН «Двуреченского н.м.» производится из нефтегазовых сепараторов со сбросом воды поз. НГСВ-1 (120м^3), НГСВ-2 (100м^3), НГСВ-3 (120м^3) и отстойников нефти поз. ОН-1, 2, 3, 4 (100м^3), также используется гравитационный отстой нефти в РВС-5000 м^3 поз. Р-1 и в РВС-5000 м^3 поз. Р-2 по технологической схеме.

Для более эффективного отстоя воды применяется обработка обводненной нефти деэмульгатором. Деэмульгатор дозируется в трубопроводы нефти после входной гребенки, через вентиль №3х и 4х плунжерным насосом дозатором. Расходная емкость с деэмульгатором поз. Е-1 и насосы дозаторы НД-10/100, НД-2,5/400 расположены в блоке дозирования реагента (БДР №2). Автоматическая остановка плунжерного насоса предусмотрена при: давлении в линии нагнетания более 6 кгс/см^2 ; при достижении уровня в расходной емкости БДР min-300мм. Во время закачки реагента в емкость при верхнем аварийном уровне (1450мм) происходит автоматическое отключение насоса закачки реагента НШ 5/25. Согласно распоряжению по ОАО «Томскнефть» ВНК все нагреватели в расходной емкости БДР должны быть отключены во избежание перегрева и взрыва метанолсодержащих паров. Деэмульгаторы адсорбируются на поверхности раздела фаз "нефть-вода" и вытесняют или заменяют менее поверхностно-активные природные эмульгаторы, содержащиеся в жидкости. Причем пленка, образующаяся на поверхности капель воды, непрочная, что облегчает слияние мелких капель воды в крупные, которые легко оседают на дно (резервуара).

Для защиты внутренних поверхностей оборудования УПН от солеотложений применяется дозирование ингибитора (БДР №1). В БДР №1 установлены плунжерные насосы- дозаторы НД-40/100. Ингибитор от солеотложения дозируется через вентиль №1х и 2х в трубопроводы нефти после узла подключения УПН. Защиты и блокировки в БДР-1 аналогичны параметрам защит в БДР-2.

Продукция скважин кустов 1, 2, 4, 5 Двуреченского н.м., куста 1-го Лесмуровского н.м., кустов 1, 6 Западно-Моисеевского н.м. включая разведочные скважины Р-25, 31, с давлением до 6,0 кгс/см² и температурой до 80 °С через задвижки №№ 17н, 1н, 8н и электрозадвижки №№ 3н, 19н поступает в распределительный коллектор Ду-400/800мм. Для контроля давления в распределительном коллекторе по входу и выходу установлены технические манометры поз. РІ, дистанционно контроль осуществляется с помощью датчика давления «Метран-100» поз. РІА 2014. В случае необходимости имеется возможность подавать подготовленную нефть с УПСВ «Западно-Моисеевского н.м.» на вход в отстойники нефти поз. ОН-1, 2, 3, 4 через задвижки №№ 74н, 143н, либо на вход РВС-5000 поз. Р-1 и РВС-10000 поз. Р-5,6 через задвижку № 162н.

Газожидкостная смесь из распределительного коллектора Ду-400/800мм двумя параллельными потоками (возможна работа по одному трубопроводу) через задвижки №№ 9н, 37н, 15н, 2н, 16н, 104н, 105н поступает на вход нефтегазосепараторов с предварительным сбросом воды (НГСВ) поз. НГСВ-1(120м³), поз. НГСВ-2(100м³), поз. НГСВ-3(120м³). На входном трубопроводе в НГСВ-1, 2, 3 Ду-400мм для контроля давления установлены датчики «Метран» поз. РІ 2011, 2012, 2013.

В НГСВ-1, НГСВ-2 и НГСВ-3 происходит сепарация газа за счет резкого снижения скорости потока жидкости и перепада давления в объеме сепаратора. В НГСВ-1, 2, 3 происходит отделение газа и предварительный сброс воды через задвижки 1в, 2в, 34в, 9в, 13в. Пластовая вода из НГСВ-1, 2, 3 отводится в РВС-3000 поз. Р-3, 4.

В нефтегазовых сепараторах НГСВ-1, 2, 3 предусмотрен дистанционный контроль параметров давления датчиками Метран-100-Ех-ДИ поз. РІ 2031, 2032, 2033 с выносом показаний на АРМ оператора, так же установлены манометры показывающие сигнализирующие ДМ2005 поз. РІА 2021, 2022, 2023 с сигнализаций предельных значений параметров давления (P_{min} -1,2 кгс/см², P_{max} -5кгс/см²). Кроме того реализован дистанционный контроль температуры жидкости на выходе из аппаратов термопреобразователем ТСМ-253-02 поз. ТІА 1021, 1022, 1023 с выносом показаний на АРМ оператора.

Уровень раздела фаз нефть/газ во 2-ой (малой) камере НГСВ-1, НГСВ-2 и НГСВ-3 регулируется клапанами LCV 4011, 4012, 4013 либо в ручном режиме путем регулирования задвижек №№ 4н, 153г, задвижек №№ 110н, 137г и задвижек №№ 160н, 171г соответственно и

контролируется радарными уровнемерами Optiflex 1300С поз. LICA 4011, 4012, 4013 с выносом показаний на АРМ оператора. Нижний аварийный уровень (НАУ) 1200мм и верхний аварийный уровень (ВАУ) 1600мм. Уровень раздела фаз (нефть/вода) в 1-ой (большой) камере НГСВ-1, НГСВ-2 и НГСВ-3 контролируется межфазным уровнемером Drexelbrook поз. LICA 4021, 4022, 4023 (нижний аварийный уровень (НАУ) 1000мм и верхний аварийный уровень (ВАУ) 1500мм) и регулируется клапанами LCV 4021, 4022, 4023 (величина устанавливаемого предела нижний 1000мм - верхний 1500мм). Дублируется индикатором уровня жидкости поплавкового типа BM26/NR/ER(BRX) поз. LA 4131, 4132, 4133 с выносом показаний на АРМ-оператора и сигнализацией максимального и минимального значения уровня (нижний аварийный уровень (НАУ) 1000мм и верхний аварийный уровень (ВАУ) 1500мм).

Частично дегазированная жидкость из НГСВ-1, 2, 3 тремя параллельными потоками через клапана LCV 4011, 4012, 4013 либо задвижки №№ 4н, 21н, задвижку № 110н, №№ 160н, 169н выходит из аппаратов и далее, объединившись в один поток, через задвижки 189н, 190н, 191н, 192н, 197н, 168н поступает в отстойники нефти ОН-1, 2, 3, 4.

Отделившийся в НГСВ-1, 2, 3, газ выходит из аппаратов через струнные каплеотбойники, и через задвижки №№ 146г, 137г, 171г, 157г, 172г, 136г, 65г и поступает в газосепараторы поз. ГС-1, 2 объемом 25м³.

Для защиты НГСВ-1, 2, 3 от превышения избыточного давления выше рабочего на них установлены стальные пружинные предохранительные клапана (СППК) один рабочий, второй резервный. Величина настройки СППК на НГСВ-1,3 Р=7 кгс/см², НГСВ-2 Р=5 кгс/см². Для осуществления замены клапанов на НГСВ-1, 2, 3 без остановки сосуда, перед СППК установлены переключающие устройства. Трубопровод Ду 150 для сброса избыточного давления от СППК НГСВ-1, 2, 3 врезан в факельный коллектор высокого давления после УУГ (узла учета газа).

Опорожнение НГСВ-1, 2, 3, газосепараторов ГС-1, 2 и трубопроводов технологической площадки предусмотрено в аварийную дренажную емкость поз. ЕА-1 (63 м³) через задвижки №№ 3д, 5д, 27д, 26д, 86д, 84д, 52д, 83д, 82д соответственно. Для контроля уровня жидкости ёмкость оборудована поплавковым уровнемером ПМП-062 (поз. LIRA 4101) и датчиком уровня жидкости ДУЖ-1М (поз. LSA 4091) с выводом текущего уровня и сигнализации аварийных параметров в виде световых и звуковых сигналов (нижний уровень 1000мм, верхний предельный уровень 2500мм и верхний аварийный уровень 2850мм) на АРМ оператора. При достижении уровня в ЕА-1 2500мм оператор запускает по месту насос НВ-50/50 поз. Н-1 и откачивает емкость до уровня 1000мм через обратный клапан и задвижки № 8д на вход в отстойники нефти ОН-1, 2, 3, 4.

Очистка отделившегося в НГСВ-1, 2, 3 газа осуществляется в газосепараторах поз. ГС-1, 2 (25м^3). Контроль текущего уровня жидкости в ГС-1, 2 осуществляется уровнемерами Optiflex 1300С поз. ЛИА 4141, 4142 с выводом текущих показаний приборов на АРМ оператора. Так же на аппаратах установлены дублирующие сигнализаторы уровня ДУЖ -1М поз. LA 4031, 4032 с выводом показаний на контроллер в операторной. При наборе в ГС-1, 2 уровня 700мм, опорожнение предусмотрено в ЕА-1 через задвижки №№ 52д, 82д, 83д. Газ из газосепараторов ГС-1, 2 через задвижки № 138г, 139г, 174г, 140г подаётся в газопровод “УПН Крапивинская-УПСВ Заподно-Моисеевское- ГТЭС Двуреченская”. Давление в газопроводе регулируется задвижкой 140г. Также предусмотрена подача газа в газопровод высокого давления через задвижки 138г, 139г, 174г, далее через расширительные камеры поз. РК-3 и поз. РК-1 газ поступает на факел высокого давления, где происходит его утилизация путём сжигания. Учет газа, утилизируемого с первой ступени сепарации, ведется на узле учета газа поз. FQIR 30811.

Для дистанционного контроля избыточного давления газа на ГС-1, 2 установлены датчики давления Метран-100-Ех-ДИ поз. PIS 2051, PIS 2052. Для сигнализации предельных значений параметров давления установлены манометры, показывающие сигнализирующие ДМ2005 поз. PIA 2041, 2042 ($P_{\min}-1,2 \text{ кгс/см}^2$, $P_{\max}-5 \text{ кгс/см}^2$) с выносом показаний на АРМ оператора. Давление газа в ГС-1, 2 ($P=1,2-5 \text{ кгс/см}^2$) поддерживается с помощью клапанов либо в ручную задвижками №№ 138г, 174г.

Уловленная за счет снижения давления капельная влага в РК-3 и РК-1 через задвижку № 166д и задвижку №33д поступает в емкости - конденсатосборники поз. Е-7 и поз. Е-5, соответственно. Для уравнивания давления в конденсатосборниках и в расширительных камерах предусмотрены газоуравнивательные линии. Расширительная камера представляет собой отрезок трубы большего диаметра (Ду 600) со встроенными внутри каплеотбойниками. В Е-7 и Е-5 установлены датчики уровня жидкости ДУЖ-1М поз. LA 4333 и поз. LA 4331, сигнализация с которых выводится на АРМ оператора в виде световых и звуковых сигналов. Также для дополнительного контроля уровня на Е-5, 7 установлены поплавковые уровнемеры ПМП-062 (поз. LIRA 4363, 4361) с выводом показаний текущего уровня на АРМ оператора. Нижний рабочий уровень в емкостях Е-5, 7 установлен на отметке (НРУ)-700мм, верхний рабочий уровень (ВРУ)-1600мм. При достижении уровня в Е-7 и Е-5 1600мм запускаем по месту насосы НВ-50/50 и ведем раскачку Е-7, 5 до уровня 700мм через обратные клапана и задвижки № 165д, 167д, 32д и задвижку №149д в трубопровод выхода нефти из НГСВ-1, 2, 3.

В случае необходимости имеется возможность работы установки минуя ГС-1, 2. В таком случае сброс газа из НГСВ-1,2,3 ведётся через задвижки № 136г, 65г, 173г, 139г.

Отбор газа на собственные нужды идёт из сепараторов ГС-1, 2, через задвижки №№ 169г, 36г, 158г, 37г, 38г, 42г, 159г, далее газ поступает в газосепаратор ВГС-1 для дополнительной очистки. Газ из газосепаратора ВГС-1 через задвижку 162г поступает на:

- узел учета газа на систему дистанционного розжига факелов высокого и низкого давления, где для определения расхода газа установлен датчик расхода «Dymetic-1223-T» поз. FQIR 30211, через задвижку №302.
- горелки печей ПТБ-10 №4 (печи выведены из эксплуатации в связи с высокой температурой жидкости поступающей на установку);
- горелки факелов высокого и низкого давления через задвижки №№125г, 126;

На узле учета газа поз. FQIR 30211 предусмотрен местный контроль давления поз. PI и местный контроль температуры газа поз. TI 1521 замер и регистрация расхода газа с коррекцией по давлению поз. PIA 271 и по температуре поз. TIA 2700. Данные параметры отображаются на АРМ оператора.

Жидкость, отделившаяся в ВГС-1, сбрасывается по уровню в трубопровод выхода нефти из НГСВ1, 2, 3 через задвижки №№174д, 173д и отсечной клапан LSV 4041, либо в дренажную емкость ЕА-1 через задвижку № 175д. Контроль избыточного давления в ВГС-1 осуществляется дистанционно при помощи датчика давления Метран-100-Ех-ДИ поз. PI 2061, для контроля предельных параметров давления аппарат оснащен манометром показывающим сигнализирующим ДМ2005 PIA 2071, звуковая и световая сигнализация о достижении данных параметров ($P_{\min}=1,2$, $P_{\max}=5$ кгс/см²) реализована на АРМ оператора.

Контроль температуры среды в ВГС-1 осуществляется термопреобразователем ТСМ-253-02 поз. TIA 1081 с выносом показаний на АРМ оператора. Межфазный уровень жидкость/газ в сепараторе ВГС-1 регулируется клапаном LSV 4041 и контролируется индикатором уровня жидкости поплавкового типа BM26 BM26/NR/ER(BRX) поз. LICA 4041 с выводом показаний и сигнализацией максимального и минимального значения (макс.=850мм, мин.=250мм) на АРМ оператора.

Жидкость на выходе из НГСВ-1, 2, 3 объединяется в один поток и при давлении 1,2-5 кгс/см² через обводную линию на входе в ПТБ-10/4 задвижки № 189н, 113н и задвижки №№ 190н, 191н, 192н, 197н, 168н поступает в отстойники нефти поз. ОН-1, 2, 3, 4 (100м³). Входные и выходные трубопроводы ПТБ -10/4 перекрыты запорной арматурой, отглушены, печи выведены из эксплуатации. Отделившаяся в НГСВ-1, 2, 3 вода поступает в РВС-3000 поз. Р-3, 4. Пластовая вода из отстойников нефти поз. ОН-1, 2, 3, 4 так же подается по двум трубопроводам Ду 300 в РВС-3000 поз. Р-3, 4 через задвижки №№ 195в, 185в и вертикальные входные патрубки на отметку 4,5 м.

Отстойник нефти ОН-4 представляет собой однокамерный горизонтальный аппарат полного заполнения. Жидкость поступает в отстойник через коллектор-распределитель, который также как и в ОН-1, 2, 3 представляет собой два отрезка трубы соединенных между собой (Ду-400мм, h-1150мм до верхней образующей части трубы), с перфорацией по всей длине и отбойником струи на верхней образующей трубы. Отвод воды производится из нижней части аппарата, а выход нефти из верхней части через заборные коллекторы, которые выполнены в виде отрезков трубы, заглушенных с торцов, и имеющих перфорированные отверстия по всей длине цилиндрической части аппарата.

Пластовая вода из ОН-4 через задвижку № 91в, поступает в трубопровод сброса воды с аппаратов и далее в РВС 3000 поз. Р-3, 4. Избыточное давление в ОН-4 поддерживается пределах $1,1-5 \text{ кгс/см}^2$ путем регулирования задвижкой на выходе нефти № 166н, и регулирующим клапаном на выходе воды LCV 4054. Для дистанционного контроля давления на отстойнике воды, установлен датчик избыточного давления «Метран» поз. РІА 2124 текущие показания которого, выводятся на АРМ оператора, контроль давления по месту осуществляется по электро-контактному манометру ДМ2005 поз. РІА 2744 с сигнализацией предельных значений параметров давления в виде световых и звуковых сигналов на АРМ оператора. Расход воды из ОН-4 регулируется регулирующим клапаном поз. LCV 4054. Для контроля уровня раздела фаз нефть/вода в отстойнике ОН-4 установлен емкостный уровнемер «АМЕТЕК DREXEL BROOK» поз. LICA-4054, уровень раздела фаз вода/нефть поддерживается в пределах $H_{\min}=1800$, $H_{\max}=2200$.

Для защиты ОН-4 от превышения давления выше рабочего отстойник оснащен предохранительным устройством - стальным пружинным предохранительным клапаном (СППК) один рабочий, другой резервный. Величина настройки СППК на ОН-4 $P_{\text{сраб.}}=5,8 \text{ кгс/см}^2$. Перед СППК на ОН-4 установлено переключающее устройство. Сброс с СППК предусмотрен в дренажную емкость Е-11 (40м^3).

Отстойники ОН-1, 2, 3, горизонтальные аппараты, состоящий из двух камер, в которые жидкость подается через коллектор распределитель в первую камеру, где происходит отделение и сброс воды, а нефть, перетекая через перегородку, на высотной отметке 2200мм, поступает во вторую камеру. Коллектор распределитель, представляет собой два отрезка трубы соединенных между собой (Ду-250мм, h-1270мм до верхней образующей части трубы), с перфорацией по всей длине и отбойником струи на верхней образующей трубы. Данное устройство обеспечивает равномерное поступление жидкости в сосуд.

Границу раздела фаз в отстойниках ОН-1, 2, 3 необходимо поддерживать на уровне верхней образующей коллектора распределителя, в этом случае нефтяная эмульсия проходит слой отстоявшейся воды, где происходит водная промывка эмульсии и отделение пластовой

воды. Для контроля уровня раздела фаз вода/нефть в отстойниках нефти ОН-1, 2, 3 в первой камере установлены емкостные уровнемеры «AMETEK DREXEL BROOK» поз. LICA-4051, 4052, 4053, с выводом текущих параметров, и сигнализацией аварийных параметров в виде звуковых и световых сигналов (НАУ-1100мм, ВАУ-1800мм), на АРМ оператора. Уровень воды в отстойниках ОН-1, 2, 3 поддерживается в пределах 1200-1500мм регуляторами уровня поз. LCV-4051, LCV-4052, LCV-4053, установленными на линиях сброса воды, либо ручными задвижками №24в, 28в, 32в.

Визуальный контроль уровня воды в отстойниках ОН-1, 2, 3 осуществляется при помощи пробоотборных кранов, расположенных на разных высотных отметках от нижней образующей обечайки – 1200мм; 600мм; 300мм. Отстойник нефти ОН-4 так же оборудован кранами визуального контроля, которые расположены на высотных отметках 600мм, 960мм, 1320мм, 1680мм, 2040мм от нижней образующей обечайки. Дренаж стоков при пользовании кранами визуального контроля организован в Е-11, следует отметить, что при опорожнении аппаратов на площадке ОН и КСУ секущие задвижки №№ 185д, 242д на линиях к дренажным воронкам, 98д на дренажной линии из насосной некондиционной нефти должны быть закрыты. Сброс пластовой воды из ОН-1, 2, 3, 4 двумя параллельными потоками предусмотрен в РВС-3, 4 ($V=3000\text{м}^3$) через задвижки №№ 21в, 22в, 23в, 24в, 25в, 26в, 27в, 28в, 29в, 30в, 31в, 32в, 33в, 14в, 68в, 69в, 185в, 91в, 64в и регулирующие клапаны поз. LCV-4051, LCV-4052, LCV-4053, LCV-4054, для подготовки воды и дальнейшей ее откачки в систему ППД.

Сброс газа происходит в трубопроводы выхода нефти из ОН-1, 2, 3, 4 на вход в КСУ-1, 2, 3 через задвижки №№ 166г, 167г, 168г, 170г.

Давление в отстойниках ОН-1, 2, 3 при нормальном режиме работы находится в пределах $1,1\text{--}5\text{ кгс/см}^2$. Для регулирования давления используются задвижки на выходе нефти №№ 193н, 194н, 195н. Для контроля давления в ОН-1, 2, 3 используются датчики избыточного давления «Метран» поз. РІА 2121, 2122, 2123, показания которых, отображаются на панели управления в операторной УПН. На ОН-1, 2, 3 также установлены электро контактные манометры ДМ2005 поз. РІА 2741, 2742, 2743 с сигнализацией аварийных значений параметров давления в виде световых и звуковых сигналов на АРМ оператора.

Для защиты ОН-1, 2, 3, от превышения давления выше расчетного на них установлены стальные пружинные предохранительные клапана (СППК) один рабочий, другой резервный. Величина настройки СППК на ОН-1, 2, 3 $P=5,8\text{ кгс/см}^2$. Перед СППК на ОН-1, 2, 3 установлено переключающее устройство. Сброс СППК с ОН-1, 2, 3 предусмотрен в дренажную емкость Е-11 (40м^3).

Опорожнение отстойников нефти, поз. ОН-1, 2, 3, 4 предусмотрено в дренажную емкость Е-11 (40м^3) через задвижки №№ 209д и 210д, 211д и 212д, 213д и 214д, 238д и 239д

соответственно. Ёмкость Е-11 оснащена поплавковым уровнемером ПМП-062 (поз. LIRA 4349) и датчиком уровня жидкости ДУЖ-1М (поз. LA 4339) с выводом текущего уровня и сигнализации аварийных параметров в виде световых и звуковых сигналов (нижний уровень 750мм, верхний аварийный уровень 1800мм) на панель управления ПЛК (программируемый логический контроллер) Modicon.

При достижении уровня в Е-11 1800мм оператор ООУ запускает по месту насос НВ-50/50 и откачивает жидкость до уровня 750мм через обратный клапан и задвижки №№ 215д, 206д на вход в ОН-1, 2, 3, (4).

Обезвоженная нефть из отстойников нефти ОН-1, 2, 3, 4 через задвижки №№ 193н, 194н, 195н, 166н, 140н, 142н, 177н, 174н, 114н, 112н, 175н поступает в концевые сепарационные установки КСУ-1,2,3 (50м³), которые расположены на высотной отметке 12000мм, и предназначены для окончательной дегазации нефти, и доведения ее до товарных кондиций по давлению насыщенных паров. При нормальном проведении технологического процесса давления в КСУ-1, 2, 3 не должно превышать значение 1 кгс/см².

Для контроля давления на КСУ-1, 2, 3 установлены датчики давления «Метран» поз. PIA 2131, 2132, 2133 с выводом показаний на АРМ оператора, так же предусмотрен контроль по месту с сигнализацией предельных значений параметров давления электроконтактными манометрами ДМ2005 поз. PIA 2751, 2752, 2753.

Для контроля уровня нефти в КСУ-1, 2, 3 установлены уровнемеры Optiflex 1300С поз. LIA 4061, 4062, 4063 (800-1600мм), с выводом текущих показаний уровня на технологический компьютер, находящийся в операторной УПН. Для дублирования показаний на КСУ-1, 2, 3 установлены датчики сигнализации аварийного максимального уровня жидкости ДУЖ -1М поз. LA 4081, 4082, 4083 с выводом сигнализации на технологический компьютер. Для исключения возможности установления нижнего аварийного уровня и для предотвращения попадания газа в РВС-5000 Р-1,2 (РВС-10000 Р-5,6) на выходе из КСУ-1,2,3 установлен гидрозатвор на высоте 800мм от нижней образующей обечайки КСУ. Для предотвращения образования газовых пробок в гидрозатворе, на нем установлена газоуравнительная линия.

Образовавшийся газ в гидрозатворе возвращается по газоуравнительной линии в КСУ-1, 2 через задвижки №№ 118н, 180н.

Дренаж КСУ-1, 2, 3 и с выходного трубопровода КСУ-1, 2, 3 предусмотрен в Е-11 (40м³) через задвижки №№ 163д, 162д, 91д, 179д. Установка предохранительных клапанов СППК на КСУ-1,2,3 не предусмотрена проектом.

Газ, отделившийся в КСУ-1,2,3 через задвижки №148г, 147г и №149г соответственно, поступает в факельный коллектор низкого давления, направляясь в расширительные камеры поз. РК-4 и поз. РК-2, и далее на узел учета газа поз. FQIR 30821, после прохождения которого,

поступает на факел низкого давления, где происходит его сжигание. Расширительные камеры представляют собой отрезок трубы большего диаметра (Ду 600), со встроенными каплеотбойниками. Уловленная за счет снижения давления капельная жидкость в РК-4, РК-2 через задвижку № 160д и задвижку № 35д поступает в конденсатосборник поз. Е-8 и поз. Е-6, соответственно. Для уравнивания давления, в конденсатосборниках и в расширительных камерах предусмотрены газоуравнительные линии.

Ёмкости Е-6, 8 оснащены поплавковыми уровнемерами ПМП-062 (поз. LIRA 4362, LIRA 4364) и датчиками уровня жидкости ДУЖ-1М (поз. LA 4332, LA 4334), показания текущего уровня и сигнализация аварийных параметров в виде световых и звуковых сигналов (нижний уровень 700 мм, верхний аварийный уровень 1600 мм) которых выведены на АРМ оператора.

При достижении уровня в Е-8 или в Е-6 1600мм, оператор ООУ запускает по месту насосы НВ-50/50 (Н-6, 8) и ведёт раскочку жидкости до уровня 700мм, через обратные клапаны и задвижки №№ 164д или № 34д, соответственно и далее через задвижку № 149д на вход в ОН-1, 2, 3, (4).

Дегазированная жидкость после КСУ-1, 2, 3 самотеком поступает в РВС-5000м³ поз. Р-1, 2 через распределительный коллектор (диаметр 426мм, высота 1,8м). Из коллектора-распределителя нефть через перфорированные участки (отверстия в верхней части трубы) поступает в слой подтоварной воды. После промывки через слой воды, жидкость проходит через промежуточный слой высококонцентрированной эмульсии, играющий роль гидрофобного фильтра. В промежуточном слое мельчайшие капельки воды сливаются в более крупные, и под действием силы тяжести оседают в нижнюю часть резервуара, а нефть, как продукт с меньшей плотностью поднимается в верхнюю часть.

Уровень подтоварной воды в РВС-5000 Р-1, 2 регулируется вручную задвижками №№ 157в, 155в, 186д, 183в и поддерживается в пределах 3000-5000мм. Установленные на РВС-5000 поз. Р-1, 2 емкостные датчики «АМТЕК DREXEL BROOK» поз. LIA 4171, 4172 контролируют текущий уровень границ раздела фаз нефть/вода в резервуарах с выводом значений текущих параметров на АРМ оператора.

Общий уровень в РВС-5000 поз. Р-1, 2 регулируется изменением откачки насосными агрегатами нефти с помощью задвижек № 34н (35н, 48н, 77н, 75н) и поддерживается в пределах 7800-10500мм. Общий уровень жидкости в РВС-5000 поз. Р-1,2 контролируется уровнемерами «SAAB TANK RADAR.PRO» поз. LIA 4161, 4162, которые выводят показания текущего уровня на АРМ оператора.

Дополнительно РВС-5000 поз. Р-1, 2 оснащены датчиками уровня жидкости ДУЖ-1М поз. LA 4181, 4182, которые настроены на верхний аварийный уровень 10500мм, сигнализация

верхнего предельного уровня в резервуарах выводится в операторную на панель ПЛК в виде световой сигнализации.

Обезвоженная нефть из верхней части Р-1, 2 (с $h=7$ метров) через задвижки №№ 124н, 170н, 130н, 171н, SV16, под гидростатическим давлением столба жидкости подается в т/провод Ду-500. И через задвижки №№ 131н, 200н, 23н, 32н, 126н, 172н, 82н на прием центробежного насоса внешней перекачки нефти ЦНС-180/255 (Н-2, 3) либо на ЦНС-300/600 (Н-1), ЦНС-60/132 (Н-9, Н10). В связи с небольшим объемом поступления нефти на УПН, вместо насосов ЦНС-300/600 (Н-2,3) установлены насосы с меньшей производительностью и с меньшим потреблением электроэнергии ЦНС-180/255. Выбор насоса для перекачки нефти, определяется исходя из технических характеристик насосов и особенности технологического процесса. Следует обратить особое внимание на то, что работа насосов ЦНС-300/600 (Н-1) и ЦНС-180/255 (Н-2,3), ЦНС-60/132 (Н-9, Н10) одновременно недопустима ввиду разных технологических характеристик насосов.

На каждом РВС-5000м³ установлены по два дыхательных клапана КДС2-1500. Клапаны дыхательные КДС предназначены для герметизации газового пространства резервуаров, и регулирования давления в этом пространстве в заданных пределах (давление срабатывания-1600 Па, вакуум срабатывания-150 Па).

В резервуарном парке так же, установлены два сырьевых резервуара РВС-10000 поз. Р-5,6, которые обеспечивают запас свободной емкости при проведение плановых работ на напорном и магистральном нефтепроводах, либо в аварийных случаях.

При необходимости нефть из РВС-5000 поз. Р-1,2 (с $h=7$ метров) через задвижки №№124н, 170н, 130н, 171н, SV16 под давлением столба жидкости подается в т/провод Ду-500. И через задвижки №№ 132н,154н,147н на вход РВС-10000 поз. Р-5,6.

В случае хранения в РВС-10000 обезвоженной нефти, при раскачке нефть через задвижки №№ 148н, 149н, 150н, 155н, 156н, 157н, 133н подается на прием центробежного насоса внешней перекачки нефти ЦНС-180/255 (Н-2,3) либо на ЦНС-300/600 (Н-1).

Общий уровень жидкости в РВС-10000 поз. Р-5,6 контролируется уровнемерами «SAAB TANK RADAR.PRO» поз. LIA 4163, 4164, установленные на РВС-10000 поз. Р-5,6 емкостные датчики «AMETEK DREXEL BROOK» поз. LIA 4173, 4174 контролируют текущий уровень границ раздела фаз нефть/вода в резервуарах. Все значения текущих параметров выводятся на АРМ оператора.

Дополнительно РВС-10000 поз. Р-5,6 оснащены датчиками уровня жидкости ДУЖ-1М поз. LA 4183, 4184, которые настроены на верхний аварийный уровень 10500мм. Сигнализация

верхнего предельного уровня в резервуарах выводится в операторную на панель ПЛК в виде световой сигнализации.

На каждом РВС-10000м³ установлены по два дыхательных клапана КДС2-3000.

Дренаж Р-5,6 осуществляется через стояк h=0,5м через задвижки № 68д, 79д соответственно в дренажную емкость Е-12 (40м³).

Подтоварная вода под действием гидростатического давления жидкости и за счет разности высот вливов РВС-5000м³ поз. Р-1, 2 и РВС-3000 м³ поз. Р-3, 4 переливом с отметки 500мм через задвижки №№ 152в, 186д, 159в, 155в, 157в, 158в, 183в через патрубок с высотной отметкой 4,5 метра поступает в подтоварный резервуары РВС-3000м³ поз. Р-3, 4. В резервуарах поз. Р-3, 4 происходят подготовка подтоварной воды. Транспортировка воды из РВС-3000 Р- 3, 4 за счет разности вливов самотеком через задвижки № 156в, 161в, 162в, 200в, 187в осуществляется на БКНС-38:

- по трубопроводу Ду 400 через задвижки №№ 160в, 95в, 67в на прием насосов БКНС. Учет расхода воды по данной линии осуществляется ультразвуковым расходомером УРСВ «Взлет» поз. FE-23.3а.
- через задвижки №№ 180в, 179в вода подается на узел учета воды в линию 1 поз. FE-23.1а, или в линию 2 поз. FE-23.2а, после чего подтоварная вода двумя параллельными потоками через задвижки №176в, 181в либо 177в, 182в, поступает в РВС-3000м³ БКНС-38.

Сигналы с расходомеров УРСВ «Взлет» поз. FE-23.1а и поз. FE-23.2а, FE-23.3а передаются в щитовую КИПиА на вторичные приборы «Взлет», вторичные приборы интегрированы в ИВК «МикроТЭК» благодаря чему параметры расхода воды отражаются на АРМ оператора.

При необходимости возможно откачивать подтоварную воду насосными агрегатами ЦНС-300/120 Н- 5, 6, 7, 8 через задвижки 163в, 165в, 167в, 169в. По месту контроль давления воды на приеме насосов Н-5, 6, 7, 8 ведется по электроконтактным манометрами ДМ 2005 поз. PISA 1-3.1, 2-3.1, 3-3.1, 4-3.1. На выкиде ДМ 2005 поз. PISA 1-2.3, 2-2.3, 3-2.2, 4-2.3 с выводом на АРМ оператора световой и звуковой сигнализации о достижении предельных параметров давления: приемный трубопровод- $P_{\min}=0,3$ кгс/см², выкидной трубопровод- $P_{\min}=8$ кгс/см², $P_{\max}=13$ кгс/см², с дальнейшей блокировкой насосного агрегата. Так же трубопроводы обвязки насосов Н-5, 6, 7, 8 оснащены датчиками давления «Метран» поз. PIRA 1-2.2, 2-2.2, 3-2.2, 4-2.2, 1-2.1, 2-2.1, 3-2.1, 4-2.1 позволяющими дистанционно контролировать параметры давления на приеме-выкиде насосных агрегатов, показания выводятся на АРМ оператора. Так же реализована защита насосов Н-5, 6, 7, 8 от: перегрева разгрузочного устройства (контроль температуры воды в трубке разгрузки), перегрева подшипников двигателя, пуска насоса с не установленным защитным кожухом.

Контроль уровня раздела фаз вода/нефть в РВС-3000 м³ поз. Р-3, 4 осуществляется емкостными датчиками «AMETEK DREXEL BROOK» поз. LIA 4271, 4261, показания которых, выведены на технологический компьютер в операторную УПН. Уровень подтоварной воды в РВС-3000м³ поз. Р- 4 поддерживается не более 10000 мм, в Р-3 – 8800мм, и регулируется путем изменения объема откачки насосов БКНС-38. Общий взлив в резервуарах контролируется приборами «SAAB TANK RADAR.PRO» поз. LIA 4252, 4151. Дополнительно на резервуарах установлены датчики предельного уровня жидкости ДУЖ-1М поз. LA 4212, 4211. Сигнализация в виде светового и звукового сигнала о достижении в резервуарах аварийного уровня Р-4 10500мм, Р-3 9300 мм выведена на АРМ оператора.

Уловленная в РВС-3000м³ поз. Р-3, 4 нефть, дренируется через стояк h=6,3м и 6м соответственно через задвижки № 170д, 236д в дренажную емкость Е-4 (40м³) предварительно закрыв задвижку № 234д.

На каждом резервуаре поз. Р-3, 4 установлено по два дыхательных клапана КДС2-1500. Клапаны КДС предназначены для герметизации газового пространства резервуаров и регулирования давления в этом пространстве в заданных пределах (давление срабатывания-1600 Па, вакуум срабатывания-150 Па).

Дренаж утечек из насосов ЦНС-300-120, из фильтров Ф-5, 6, 7, 8 и с приемной гребенки насосов предусмотрен в дренажную емкость поз. Е-4 (40м³) через задвижки № 216д, 219д, 222д, 225д, 228д, 234д.

Для контроля уровня жидкости в емкости Е-4 установлены поплавковый уровнемер ПМП-062 (поз. LIRA 4311) и датчик уровня жидкости ДУЖ-1М (поз. LA 4301), показания которых выведены на технологический компьютер в операторную УПН (НРУ-1200мм, ВАУ-2000мм). Откачку жидкости из Е-4 возможно по двум направлениям: по трубопроводу через задвижку №137н в т/провод поступления нефти из КСУ в резервуары РВС-5000 поз. Р- 1, 2, либо через задвижку №101в в трубопровод подачи воды из РВС-5000 Р-1, 2 в РВС-3000 Р-3, 4. Нефть из РВС-5000 Р-1, 2 откачивается насосами поз. Н-1, 2, 3. На приемных линиях насосов установлены сетчатые фильтра поз. Ф-1, 2, 3. Контроль состояния (засоренности) фильтра производится при помощи технических манометров, установленных до и после фильтра, перепад давления не должен превышать 0,2 кгс/см².

Местный контроль давления на входе и выходе насосов Н-1, 2, 3 осуществляется по электроконтактным манометрам ДМ 2005 поз. PISA 2313, 2323, 2312, 2322, 2311, 2321 соответственно, так же реализован контроль параметров давления в приемных и выкидных трубопроводах насосных агрегатов Н-1, 2, 3 датчиками давления Метран поз. PIRA 1-2.1, 1-1.1, 2-2.1, 2-1.1, 3-2.1, 3-1.1 с выводом показаний на АРМ оператора. Предельные параметры давления на приеме насосов Н-1, 2, 3, $P_{\min}=0,3$ кгс/см², предельные параметры давления на

выкиде насосов Н – 1 $P_{\min} = 46 \text{ кгс/см}^2$, $P_{\max} = 60 \text{ кгс/см}^2$, Н-2, 3 $P_{\min} = 18 \text{ кгс/см}^2$, $P_{\max} = 25 \text{ кгс/см}^2$. При достижении одного из выше перечисленных параметров давления в трубопроводах обвязки насосных агрегатов Н-1, 2, 3 на АРМ оператора выводится световая и звуковая сигнализация, после чего происходит блокировка насосного агрегата.

Контроль температуры в разгрузочном устройстве насосов, сальниковых уплотнениях, подшипников насосов и эл. двигателей осуществляется температурными датчиками (ТСМ). При аварийных значениях температуры гидропасты насосов, подшипников насосов и эл. двигателей на технологический компьютер оператора выводится звуковой и световой сигнал и происходит автоматическое отключение насоса.

Опорожнение насосов Н-1 (ЦНС-300/600) Н-2, 3 (ЦНС-180/255), трубопроводов обвязки насосных агрегатов и узла учета нефти (УУН), фильтров Ф-1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, утечек из сальниковых уплотнений предусмотрено в дренажную емкость поз. Е-9 ($12,5 \text{ м}^3$). Откачка нефти из Е-9 при достижении уровня $H_{\max} = 1600 \text{ мм}$, осуществляется насосом Н-9 (НВ 50/50) до уровня 700мм в приёмный коллектор Н-1, 2, 3 через задвижку № 42д, 28д. Емкость Е-9 оснащена датчиком уровня жидкости ДУЖ – 1М поз. LA 4071 с выводом предельных параметров уровня на технологический компьютер в виде световых и звуковых сигналов $H_{\max} = 1600 \text{ мм}$, $H_{\min} = 700 \text{ мм}$. Помещение насосной внешней откачки нефти оборудовано датчиками контроля загазованности, сблокированными с насосными агрегатами и вентилятором поз. В-7. При содержании углеводородов в воздушной среде в насосной перекачки нефти в размере 20% от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР), в операторной на технологическом компьютере срабатывает звуковая и световая сигнализация. Автоматически включается вентилятор в насосной перекачки нефти. При достижении загазованности 40% от НКПР, в операторной на технологическом компьютере срабатывает звуковая и световая сигнализация, автоматически останавливается работающий насосный агрегат ЦНС-1(2, 3) и выключается вентилятор поз. В-7.

Откачиваемая насосами ЦНС поз. Н-1, 2, 3, нефть через обратные клапана ОК-1, ОК-2, ОК-3 и задвижки №№ 34н, 35н, 48н под высоким давлением поступает на оперативный узел учета нефти. Для дополнительной очистки от механических примесей и защиты ТПР РТФ на узле учета нефти установлены сетчатые фильтры поз. Ф-4, 5, 6, 7, представляющие собой емкость с установленным внутри нее фильтрующим элементом (металлическая сетка). Контроль засоренности фильтров производится по перепаду давления датчиком-реле разности давления Д231 поз. PDFА 2500, 2501, 2502, 2503 на входе в фильтр и на выходе из него. Допустимый перепад давления может быть не более 1 кгс/см^2 . В состав УУН входят 4 линии: три рабочих и одна контрольная линии (обвязана задвижками №№ 38н, 58н, 39н, 42н, 44н, 45н, 46, 52, 27н, 50н, 51н, 54н, 56н) и рабочее давление на УУН до 20 кг/см^2 . Учет перекачиваемой через УУН

нефти осуществляется турбинными расходомерами типа «РТФ-100Н» поз. FQIR 3502, 3503, 3504, сигналы с которых обрабатываются ИВК «МикроТЭК» и выводятся на технологический компьютер в виде объемного расхода нефти (м^3).

Рядом с площадкой узла учёта нефти расположен блок контроля качества нефти (БКК). Входной и выходной трубопроводы БКК врезаны в напорный коллектор после УУН, на входе – задвижка №59н, выход - №61н. Постоянный проток нефти через БКК осуществляется за счёт перепада давления на входе и на выходе. Блок контроля качества предназначен для формирования и выдачи на вторичные приборы измерительной информации по влагосодержанию, давлению и температуре перекачиваемой нефти. Рабочее давление нефти в БКК до 20 кгс/см^2 , максимальный расход $35 \text{ м}^3/\text{час}$

Блок контроля качества оснащен следующими измерительными приборами:

- счетчиком жидкости «НОРД-И2У-04»;
- автоматическим пробоотборником «Проба-Стандарт-А50»;
- влагомером товарной нефти модель «УДВН-1ПМЗ»;
- преобразователь температуры «ТС1187»;
- преобразователь давления «Метран-100-ДИ-Ех»;
- плотномер «Solatron-7835».

В блоке контроля качества предусмотрен контроль дозврывоопасных концентраций с сигнализацией при концентрации горючих газов 20% и 40% от НКПР. При срабатывании первого порога (концентрация 20% от НКПР) в помещении БКК запускается вентилятор.

Согласно положению о премировании введенного в действие с 01 июля 2005г., процентное содержание воды в подготовленной нефти не должно превышать 0,5.

Нефть после УУН поступает в т/провод Д-325мм и далее по трубопроводу Ду-600 перекачивается на УПН «Пионерный». Рабочее давление т/провода Д-325мм (630мм) до 20 кгс/см^2 . Опорожнение линий УУН осуществляется в дренажную емкость Е-9 через задвижки №22д, 24д, 25д, 44д, 46д, 28д.

Насосная некондиционной нефти (внутрипарковой перекачки) предназначена для откачки подтоварной воды или некондиционной нефти из РВС-5000 поз. Р-1,2 и РВС-10000 поз. Р-5,6 в РВС-3000 поз. Р-3,4, на вход ОН-1,2,3.

Подтоварная вода или некондиционная нефть из РВС-5000,10000 поз. Р-1,2,5,6 соответственно через задвижки №№172н, 82н,87н,93н, 59в,60в,61в,62в, 80н,76н поступает на вход одного из насосных агрегатов Н-9,Н-10 (ЦНС 60/132). Далее некондиционная нефть через задвижки №№ 81н, 90н,196н подается на вход ОН-1, 2, 3, а в случае откачки подтоварной воды, вода через задвижки №№ 81н,86н,85н подается в РВС-3000 поз. Р.3,4.

В настоящее время в связи с небольшим объемом поступления нефти на УПН существующая трубопроводная обвязка позволила задействовать насосную для откачки нефти в напорный нефтепровод.

Обезвоженная нефть из верхней части Р-1, 2 (с $h=7$ метров) через задвижки №№ 124н, 170н, 130н, 171н, SV16, 126н, 172н, 82н, 87н под давлением столба жидкости подается через задвижки №№ 76н, 80н на прием центробежных насосов Н-9, Н-10 (ЦНС 60/132).

На приемной линии насосов установлены сетчатые фильтры поз. Ф-9, Ф-10. Контроль состояния (засоренности) фильтра производится по перепаду давления датчиками-реле разности давления Д231 поз. PDIA 2251, PDIA 2252 перепад давления не должен превышать $0,2 \text{ кгс/см}^2$. Откачиваемая насосами ЦНС поз. Н-9, 10 нефть через обратные клапана ОК-9, 10 и задвижки №№ 75н, 77н, 83н, 28н под высоким давлением поступает на оперативный узел учета нефти.

Местный контроль давления на входе и выходе насосов Н-9, 10 осуществляется по электроконтактным манометрам ДМ 2005 поз. PISA 2262, 2261, 2272, 2271 соответственно, так же реализован контроль параметров давления в приемных и выкидных трубопроводах насосных агрегатов Н-9, 10 датчиками давления Метран поз. PIRA 2281, 2282, 2291, 2292 с выводом показаний на АРМ оператора. Предельные параметры давления на приеме насоса Н-9 $P_{\min}=0,5 \text{ кгс/см}^2$, Н-10 $P_{\min}=0,3 \text{ кгс/см}^2$, предельные параметры давления на выкиде насоса Н-9 $P_{\min}=9,0 \text{ кгс/см}^2$, $P_{\max}=14,5 \text{ кгс/см}^2$, Н-10 $P_{\min}=12 \text{ кгс/см}^2$, $P_{\max}=18 \text{ кгс/см}^2$. При достижении одного из вышеперечисленных параметров давления в трубопроводах обвязки насосных агрегатов Н-9, 10 на АРМ оператора выводится световая и звуковая сигнализация, после чего происходит блокировка насосного агрегата.

Контроль температуры в разгрузочном устройстве насоса, подшипников насоса осуществляется температурными датчиками (ТСМ). При аварийных значениях температуры гидропаты насоса, подшипников насоса на технологический компьютер оператора выводится звуковой и световой сигнал и происходит автоматическое отключение насоса.

Опорожнение насосов Н-9, Н-10, трубопроводов обвязки насосных агрегатов, утечек из сальниковых уплотнений предусмотрено в дренажную емкость поз. Е-11 (40 м^3).

2. Расчет нефтегазового сепаратора

2.1. Технологический расчет нефтегазового сепаратора

Технологический расчет нефтегазового сепаратора состоит в определении его длины и диаметра.

Определение диаметра нефтегазового сепаратора.

Диаметр сепаратора рассчитаем по формуле [1]:

$$D = 0,6 \cdot 10^{-3} \frac{Q_c \cdot \rho_{ж} \cdot (1-B)^{2.5}}{\mu_n}, \quad (2.1.1)$$

где

Q_c — нагрузка сепаратора по эмульсии, т/сутки;

$\rho_{ж}$ — плотность жидкой фазы, кг/м³;

μ_n — вязкость нефти, Па · с;

B — обводненность нефти, %;

$$D = 0,6 \cdot 10^{-3} \frac{3857 \cdot 899,5 \cdot (1 - 0,88)^{2.5}}{86400 \cdot 3,39 \cdot 10^{-3}} = 3,061 \text{ м},$$

Таким образом, при нагрузке 3857 т/сут, необходимо установить нефтегазовый сепаратора с диаметром 3,4 м [1].

Выбираем сепаратор с диаметром 3,4 м.

Определение скорости осаждения капель при свободном осаждении.

Для определения скорости свободного осаждения капель, необходимо рассчитать критерий Архимеда по формуле [1]:

$$Ar = \frac{d^3 \cdot \rho_n \cdot (\rho_{ж} - \rho_n)}{\mu_n^2}, \quad (2.1.2)$$

где

d — диаметр капли воды, м;

ρ_n — плотность нефти, кг/м³;

$\rho_{ж}$ — плотность жидкой фазы, кг/м³;

μ_n — вязкость нефти, Па · с;

Используя граничные значения критерия Рейнольдса, легко рассчитать граничные значения критерия Архимеда:

- В области ламинарного режима осаждения капель:

$$18 \cdot 10^{-6} < Ar \leq 36;$$

Рассчитываем скорость свободного осаждения капель воды по формуле:

$$\omega_{\text{ос}} = \frac{Ar \cdot \mu_{\text{н}}}{18 \cdot \rho_{\text{н}} \cdot d}, \quad (2.1.3)$$

где

Ar — критерий Архимеда;

$\mu_{\text{н}}$ — вязкость нефти, Па · с;

$\rho_{\text{н}}$ — плотность нефти, кг/м³;

d — диаметр капли воды, м;

Результаты расчетов сведены в табл. 1.

Таблица 2.1.1 – Результат расчета критерия Архимеда и скорости свободного осаждения капель

Размеры капель (d)		Ar	Скорость осаждения ($\omega_{\text{ос}}$)	
м	мм		м/с	см/ч
0,000003	0,003	1,8818E-06	1,72422E-07	0,062072074
0,000004	0,004	4,46057E-06	3,06529E-07	0,110350354
0,000005	0,005	8,71205E-06	4,78951E-07	0,172422429
0,00001	0,01	6,96964E-05	1,9158E-06	0,689689714
0,00002	0,02	0,000557571	7,66322E-06	2,758758857
0,00003	0,03	0,001881804	1,72422E-05	6,207207429
0,00004	0,04	0,004460572	3,06529E-05	11,03503543
0,00005	0,05	0,008712054	4,78951E-05	17,24224286
0,00006	0,06	0,015054429	6,8969E-05	24,82882971
0,00008	0,08	0,035684572	0,000122612	44,14014171
0,0001	0,1	0,06969643	0,00019158	68,96897143
0,0002	0,2	0,557571439	0,000766322	275,8758857
0,0003	0,3	1,881803606	0,001724224	620,7207429
0,0004	0,4	4,460571511	0,003065288	1103,503543

Определение скорости осаждения капли при стесненном осаждении.

Скорость стесненного осаждения капли при обводненности нефти 6% рассчитывают по формуле:

$$\omega_{\text{ст.ос.}} = \omega_{\text{ос}} \cdot (1 - B)^{4,7}, \quad (2.1.4)$$

где

$\omega_{\text{ос}}$ — скорость свободного осаждения капель воды, см/ч;

B — обводненность нефти, %;

Полученные результаты представлены в табл.2.1.2.

Таблица 2.1.2 – Результаты расчета скорости при стесненном осаждении капли

Размеры капель (d)		Скорость осаждения ($\omega_{\text{ст.ос.}}$)	
м	мм	м/с	см/ч
0,000003	0,003	1,28912E-07	0,046408461
0,000004	0,004	2,29178E-07	0,082503931
0,000005	0,005	3,5809E-07	0,128912393
0,00001	0,01	1,43236E-06	0,515649571

0,00002	0,02	5,72944E-06	2,062598286
0,00003	0,03	1,28912E-05	4,640846142
0,00004	0,04	2,29178E-05	8,250393142
0,00005	0,05	3,5809E-05	12,89123928
0,00006	0,06	5,1565E-05	18,56338457
0,00008	0,08	9,1671E-05	33,00157257
0,0001	0,1	0,000143236	51,56495714
0,0002	0,2	0,000572944	206,2598286
0,0003	0,3	464,0846142	0,001289124
0,0004	0,4	825,0393142	0,002291776

Определение длины отстойной зоны

Для определения длины отстойной зоны аппарата, необходимо знать время осаждения капли, а так же горизонтальную скорость ($\omega_{гор}$).

Аппарат заполнен водонефтяной эмульсией до уровня 1,7м.

Время осаждения капли рассчитывается по формуле:

$$\tau = \frac{H}{\omega_{oc}}, c, \quad (2.1.5)$$

где

H – уровень водонефтяной эмульсии, м;

ω_{oc} – скорость свободного осаждения капель воды, м/с;

Результаты расчета представлены в табл.2.1.3.

Таблица 2.1.3 – Результаты расчета времени при стесненном осаждении капель

Размеры капель (d),мм	Скорость осаждения (ω_{oc}),мм	Время осаждения (τ), с
0,003	1,72422E-07	13187250,37
0,004	3,06529E-07	7417828,332
0,005	4,78951E-07	4747410,133
0,01	1,9158E-06	1186852,533
0,02	7,66322E-06	296713,1333
0,03	1,72422E-05	131872,5037
0,04	3,06529E-05	74178,28332
0,05	4,78951E-05	47474,10133
0,06	6,8969E-05	32968,12592
0,08	0,000122612	18544,57083
0,1	0,00019158	11868,52533
0,2	0,000766322	2967,131333
0,3	0,001724224	1318,725037
0,4	0,003065288	741,7828332

Рассчитываем горизонтальную скорость по формуле [1]:

$$\omega_{гор} = \frac{V \cdot 8}{\pi \cdot D^2}, \frac{м}{с}, \quad (2.1.6)$$

где

V – объемный расход эмульсии, м³/с;

D – диаметр аппарата, м;

Нагрузка аппарата по эмульсии составляет 3857 т/сут, переводим в м³/с – 0,0643, т.к. у нас два параллельно работающих аппарата, поток делится на двое.

$$\omega_{гор} = \frac{0,0322 \cdot 8}{3,14 \cdot 3,4^2} = 0,007 \text{ м/с};$$

Определяем длину отстойной зоны аппарата исходя из отношений:

$$L = \tau \cdot \omega_{гор}, \quad (2.1.7)$$

где

τ – время осаждения капли, с;

$\omega_{гор}$ – горизонтальная скорость движения капли, м/с ;

Результаты расчета представлены в табл. 2.1.4.

Таблица 2.1.4 – Результаты расчета длины аппарата в зависимости от времени осаждения и горизонтальной скорости

Размеры капель (d),мм	Скорость осаждения ($w_{ос}$),мм	Время осаждения (τ), с	Длина аппарата (L), м
0,003	1,72422E-07	13187250,37	93503,29737
0,004	3,06529E-07	7417828,332	52595,60477
0,005	4,78951E-07	4747410,133	33661,18705
0,01	1,9158E-06	1186852,533	8415,296763
0,02	7,66322E-06	296713,1333	2103,824191
0,03	1,72422E-05	131872,5037	935,0329737
0,04	3,06529E-05	74178,28332	525,9560477
0,05	4,78951E-05	47474,10133	336,6118705
0,06	6,8969E-05	32968,12592	233,7582434
0,08	0,000122612	18544,57083	131,4890119
0,1	0,00019158	11868,52533	84,15296763
0,2	0,000766322	2967,131333	21,03824191
0,3	0,001724224	1318,725037	9,350329737
0,4	0,003065288	741,7828332	5,259560477

2.2. Расчет диаметра патрубков

Патрубки подбираем исходя из объемного расхода теплоносителей и обеспечения требуемой скорости:

$$G_{см}=44,64 \text{ кг/с}; \quad \rho_{см}=899,5 \text{ кг/м}^3$$

$$G_{смввых}=43 \text{ кг/с}; \quad \rho_{смввых}=899 \text{ кг/м}^3$$

$$G_{гввых}=1,64 \text{ м}^3/\text{с}; \quad \rho_{гввых}=1,303 \text{ кг/м}^3$$

Определим объемные расходы теплоносителей:

$$V = \frac{G}{\rho}; \quad (2.2.0)$$

Где,

G – массовый расход теплоносителя, кг/с;

ρ – плотность при соответствующих условиях, кг/м³.

Объемный расход смеси на входе в аппарат

$$V_{\text{смвх}} = \frac{44,64}{899,5} = 0,05 \text{ м}^3/\text{с};$$

Объемный расход смеси на выходе в аппарат

$$V_{\text{смвх}} = \frac{43}{899} = 0,048 \text{ м}^3/\text{с};$$

Объемный расход газа на выходе в аппарат

$$V_{\text{смвх}} = \frac{1,64}{1,303} = 1,259 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расчёт штуцеров сводится к определению диаметра штуцера по уравнению:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{\pi \cdot w}}; \quad (2.2.1)$$

Где,

w – скорость (для жидкости принимаем 0,5 м/с, для пара – 25 м/с);

V – Объемный расход теплоносителя, м³/с;

ρ – плотность при соответствующих условиях, кг/м³.

Рассчитанные диаметры округляем до ближайшего значения в соответствии с нормализованным диаметром условного прохода штуцеров [2, с. 547].

Расчет диаметра входного штуцера для нефтегазовой смеси:

$$d1 = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,045}{3,14 \cdot 0,5}} = 0,355 \text{ м};$$

Принимаем штуцер с учетом с условным проходом $d1=400\text{мм}$.

Таблица 2.2.1 – Основные размеры фланца с $D_y=400\text{мм}$

D_y	d_n	D_ϕ	D_6	D_1	Болты		Тип фланцев – 1	
					d_6	z	ГОСТ 1255-67	
мм								h , мм
400	426	495	465	570	M20	16	18	11.6

Расчет выходного штуцера для водонефтяной эмульсии:

$$d_2 = \sqrt{\frac{4 \cdot 139722,3}{3,14 \cdot 848,86 \cdot 0,5 \cdot 3600}} = 0,341 \text{ м};$$

Принимаем штуцер с учетом с условным проходом $d_2=400$ мм.

ρ – плотность нефти при соответствующих условиях равна 848,86 кг/м³.

Таблица 2.2.2 – Основные размеры фланца с $D_y=400$ мм

D_y	d_n	D_ϕ	D_6	D_1	Болты		Тип фланцев – 1	
					d_6	z	ГОСТ 1255-67	
мм							16	h , мм
400	426	495	465	570	M20	18		11,6

Расчет выходного штуцера для выделившегося газа:

$$d_3 = \sqrt{\frac{4 \cdot 19317,5}{3,14 \cdot 5,46 \cdot 5 \cdot 3600}} = 0,5 \text{ м};$$

ρ – плотность газа при соответствующих условиях равно 5,46 кг/м³.

Принимаем штуцер с учетом с условным проходом $d_3=500$ мм.

Таблица 2.2.3– Основные размеры фланца с $D_y=500$ мм

D_y	d_n	D_ϕ	D_6	D_1	Болты		Тип фланцев – 1	
					d_6	z	ГОСТ 1255-67	
мм							h, мм	Масса, кг
500	530	640	600	570	M20	16		20

2.3. Механический расчет нефтегазового сепаратора

Исходные данные:

$$D_{\text{вн}} = 3400 \text{ мм};$$

Рабочее давление аппарата, МПа:

$$P_{\text{раб}} = 0.3 \text{ МПа};$$

Степень заполнения аппарата:

$$v = 0.75;$$

Максимальная температура рабочей среды, °С:

$$T_{\text{max}} = 70 \text{ °С};$$

Срок эксплуатации аппарата, лет:

$$T = 20 \text{ лет};$$

Скорость коррозии сталей 09Г2С, мм/год:

$$П = 0.1;$$

Плотность рабочей среды;

$$\rho_{\text{см}} = 899.5 \text{ кг/м}^3;$$

Плотность воды при гидравлическом испытании, кг/м³;

$$\rho_{\text{в}} = 996.5 \text{ кг/м}^3;$$

Коэффициент прочности сварного шва:

$$\phi = 1;$$

Допускаемое напряжение при 20 С, МПа:

$$\sigma_{20} = 196 \text{ МПа};$$

Допускаемое напряжение при рабочей температуре, МПа:

$$\sigma_t = 184 \text{ МПа};$$

Минимальное значение предела текучести при рабочей температуре 20С:

$$R_{70} = 235;$$

Коэффициент запаса прочности по пределу текучести:

$$n = 1.1;$$

Коэффициент номинального уменьшения допускаемого напряжения:

$$\eta = 0.9;$$

Ускорение свободного падения, м/с²:

$$g = 9.81 \text{ м/с}^2$$

Длина обечайки аппарата, мм:

$$L = 21000 \text{ мм};$$

2.3.1. Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки, нагруженной внутренним избыточным давлением

Для обечайки выбираем сталь 09Г2С, так как оборудование изготовленное из данной стали расположено на открытых площадках. В зимнее время температура достигает порядка до -50 °С. Данная сталь имеет огромный плюс - прокат выдерживает влияние температурных режимов от -70 до +425 °С [3].

Расчет допускаемого напряжения, МПа [4, стр.5]:

- Для рабочего состояния:

$$\sigma_{20} = \sigma_{20}\eta = 176.4 \text{ МПа};$$

- При гидравлических испытаниях:

$$\sigma_{исп} = \frac{R_{20}}{n} = 213,636 \text{ МПа};$$

Расчетное значение внутреннего избыточного давления, МПа:

$$P_{рабрасч} = P_{раб} + \frac{\rho_n v g D_{вн}}{10^8}; \quad (2.3.1)$$

где

$P_{раб}$ - рабочее расчетное давление в аппарате;

ρ_n - плотность нефти;

v - степень заполнения аппарата;

g - ускорение свободного падения;

$D_{вн}$ - внутренний диаметр аппарата;

$$P_{рабрасч} = P_{раб} + \frac{\rho_n v g D_{вн}}{10^8} = 0,632 \text{ МПа};$$

Давление при испытании на прочность рассчитывается по формуле, МПа

[4, стр.4]:

$$P_{исп} = 1.25 P_{раб} \frac{\sigma_{20}}{\sigma_t}; \quad (2.3.2)$$

где

$P_{раб}$ - рабочее расчетное давление в аппарате, МПа;

σ_{20} - допускаемое напряжение при 20 °С, МПа;

σ_t - допускаемое напряжение при рабочей температуре, МПа.

$$P_{исп} = 1.25 \cdot P_{раб расч} \frac{\sigma_{20}}{\sigma_t} = 0,758 \text{ МПа};$$

Расчет внутреннего избыточного рабочего давления и давления при испытании рассчитывается по формуле, МПа:

- При гидроиспытания, МПа:

$$P_{\text{испрас}} = P_{\text{исп}} + \frac{\rho_v v g D_{\text{вн}}}{10^8} = 0,99 \text{ МПа};$$

2.3.1.1. Расчет обечайки на прочность

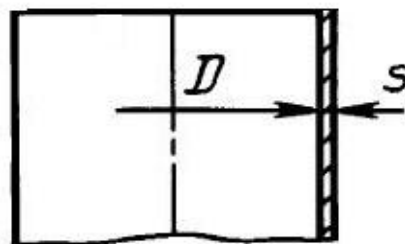


Рисунок 2.3.1. Расчетная схема обечайки аппарата [4].

Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки при рабочих условиях и при гидравлическом испытании определяется по формулам, мм [4]:

$$S_{\text{расчобечайки}} = \frac{P_{\text{рабрасч}} D_{\text{вн}}}{2 \sigma_{20} \phi - P_{\text{рабрасч}}}; \quad (2.3.3)$$

где

$P_{\text{рабрасч}}$, $P_{\text{испрасч}}$ - давление рабочее расчетное и при гидроиспытании;

$D_{\text{вн}}$ - исполнительный внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

σ_{20} - допускаемое напряжение при 20°C;

ϕ - коэффициент сварного шва.

$$S_{\text{расчобечайки}} = \text{Max} \left[\frac{P_{\text{рабрасч}} D_{\text{вн}}}{2 \sigma_{20} \phi - P_{\text{рабрасч}}}, \frac{P_{\text{испрасч}} D_{\text{вн}}}{2 \sigma_{\text{исп}} \phi - P_{\text{испрасч}}} \right] = 7,9 \text{ мм};$$

Прибавка на коррозию:

$$c = \text{ТП} = 2 \text{ мм};$$

$$S_{\text{обечайкидейств}} = S_{\text{расчобечайки}} + c = 9,9 \text{ мм};$$

Принимаем толщину цилиндрической обечайки равной 10 мм.

$$S_{\text{обечайкидейств}} = 10 \text{ мм};$$

Проверка условия применения формул для обечаек при $D > 200$:

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} \frac{S_{\text{обечайкидейств}} - c}{D_{\text{вн}}} \leq 0.1, \text{Print}["\text{Условия применения формул выполняются}"], \\ \frac{S_{\text{обечайкидейств}} - c}{D_{\text{вн}}} \geq 0.1, \text{Print}["\text{Условие не выполняется}"] \end{array} \right]$$

Условие выполняется

Расчет допускаемого давления.

Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления по формуле:

$$P_{\text{допработ}} = \frac{2 \sigma_t \phi (S_{\text{обечайкидейств}} - c)}{D_{\text{вн}} + (S_{\text{обечайкидейств}} - c)}; \quad (2.3.4)$$

где

$s_{\text{обечайкидейств}}$ – исполнительная толщина обечайки;

$D_{\text{вн}}$ - исполнительный внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

σ_t - допускаемое напряжение при рабочей температуре;

ϕ - коэффициент сварного шва;

c - поправка на коррозию;

- При рабочих условиях:

$$P_{\text{дописпоб}} = \frac{2\sigma_{\text{исп}}\phi(s_{\text{обечайкидейств}} - c)}{D_{\text{вн}} + (s_{\text{обечайкидейств}} - c)} = 0,864 \text{ МПа};$$

Проверка выполнения условий.

- Под действием внутреннего давления в рабочих условиях.

$$If = \left[\begin{array}{l} P_{\text{допрабоб}} \geq P_{\text{рабрасч}}, \text{Print [Условия прочности выполняются]}, \\ P_{\text{допрабоб}} \leq P_{\text{рабрасч}}, \text{Print ["Условия прочности не выполняется"]} \end{array} \right]$$

Условие прочности выполняется

- При условиях испытания:

$$P_{\text{дописпоб}} = \frac{2\sigma_{\text{исп}}\phi(s_{\text{обечайкидейств}} - c)}{D_{\text{вн}} + (s_{\text{обечайкидейств}} - c)} = 1,003 \text{ МПа};$$

Проверка выполнения условий.

$$If = \left[\begin{array}{l} P_{\text{дописпоб}} \geq P_{\text{рабрасч}}, \text{Print [Условия прочности выполняются]}, \\ P_{\text{дописпоб}} \leq P_{\text{рабрасч}}, \text{Print ["Условия прочности не выполняется"]} \end{array} \right]$$

Условие прочности выполняется

Проверка на прочность цилиндрической обечайки выполняется, следовательно, выбираем толщину равной 10 мм.

2.3.2. Расчет эллиптической крышки

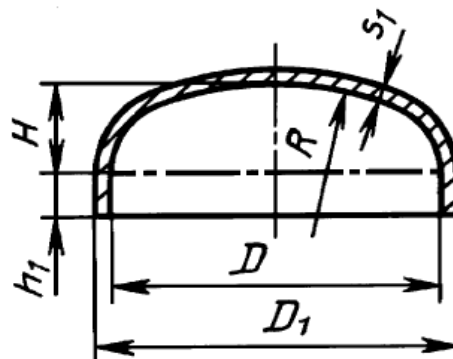


Рисунок 2.3.2. Крышка эллиптическая [5]

При гидравлических испытаниях крышки будут нагружены внутренним избыточным давлением, следовательно, проведем расчет толщины крышки при внутреннем избыточном давлении.

2.3.2.1. Расчет стенки крышки при гидравлическом испытании и при рабочем давлении

Исполнительную толщину стенки крышки определяют по формулам, мм [5, стр. 14]:

$$S_{\text{расчэлкр}} = \frac{P_{\text{рабрасч}} D_{\text{вн}}}{2\phi\sigma_{20} - P_{\text{рабрасч}}}; \quad (2.3.5)$$

где

$P_{\text{рабрасч}}$ – давление рабочее расчетное;

$D_{\text{вн}}$ - исполнительный внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

σ_{20} - допускаемое напряжение при 20°C;

ϕ - коэффициент сварного шва;

$$S_{\text{расчэлкр}} = \text{Max} \left[\frac{P_{\text{рабрасч}} D_{\text{вн}}}{2\phi\sigma_{20} - P_{\text{рабрасч}}}, \frac{P_{\text{испрас}} D_{\text{вн}}}{2\phi\sigma_{\text{исп}} - P_{\text{испрас}}} \right] = 7,9 \text{ мм};$$

Исполнительная толщина стенки крышки, мм:

$$S_{\text{эллипкрышки}} = S_{\text{расчэлкр}} + c = 9,9 \text{ мм};$$

Проверка условий применения формул для эллиптических крышек:

$$\text{If} \left[\begin{array}{l} 0.002 \leq \frac{S_{\text{эллипкрышки}} - c}{D_{\text{вн}}} \leq 0.1, \text{Print[Условия применения формул выполняются]}, \\ 0.002 \geq \frac{S_{\text{эллипкрышки}} - c}{D_{\text{вн}}} \geq 0.1, \text{Print[Условие не выполняется]} \end{array} \right]$$

Условия применения формул выполняются

Принимаем толщину стенки крышки из стандартного ряда 10 мм [2, стр.441].

Расчет допускаемого давления определяется по формуле:

$$P_1 = \frac{2\phi\sigma_{20}(S_{\text{эллипкрышки}} - c)}{D_{\text{вн}} + 0.5(S_{\text{эллипкрышки}} - c)}; \quad (2.3.6)$$

где

$S_{\text{эллипкрышки}}$ – исполнительная толщина эллиптической крышки;

$D_{\text{вн}}$ - исполнительный внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

σ_{20} - допускаемое напряжение при 20°C;

ϕ - коэффициент сварного шва;

c - поправка на коррозию;

- При рабочих условиях:

$$P_1 = \frac{2\phi\sigma_{20}(S_{\text{эллипкрышки}} - c)}{D_{\text{вн}} + 0.5(S_{\text{эллипкрышки}} - c)} = 0,819 \text{ МПа};$$

- При условиях испытания:

$$P_2 = \frac{2\phi\sigma_{\text{исп}}(S_{\text{эллипкрышки}} - c)}{D_{\text{вн}} + 0.5(S_{\text{эллипкрышки}} - c)} = 0,992 \text{ МПа};$$

Проверка выполнения условий прочности эллиптической крышки.

$$If = \left[\begin{array}{l} P_1 \geq P_{\text{рабрасч}}, \text{Print [Условия прочности выполняются]}, \\ P_1 \leq P_{\text{рабрасч}}, \text{Print ["Условия прочности не выполняется"]} \end{array} \right]$$

Условия прочности выполняются

Исходя из выполненного условия принимаем толщину стенки эллиптической крышки 10 мм.

Толщина эллиптической крышки, мм:

$$S_{\text{эллипкрышки}} = 10 \text{ мм};$$

Длину отбортованной части крышки принимаем равной $h_1=100$ мм. Высоту выпуклой части крышки без учета цилиндрической части принимаем равной $h=800$ мм [8, стр.440].

2.3.3. Расчет штуцеров

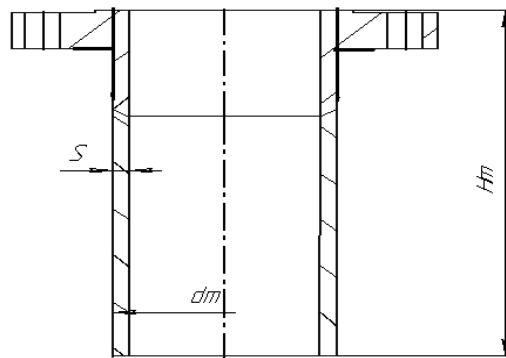


Рисунок. 2.3.3 Схема штуцера с плоским фланцем.

Таблица 2.3.1 - Таблица внутренних диаметров штуцеров

Обозначение	Наименование	Условный проход D_y , мм	Условное давление, P_y	
			МПа	кгс/см ²
А	Вход нефтегазовой смеси	400	1,6	16
Б	Выход водонефтяной эмульсии	350	1,6	16
В	Выход газа	300	1,6	16
Г	Для предохранительного клапана	200	1,6	16
Д	Для пропарки	50	2,5	25
Е1,2	Для дренажа	200	2,5	25

Ж1,2	Для дифманометра	50	2,5	25
Р	Для манометра	50	2,5	25
М	Воздушник	25	2,5	25
П	Для термопреобразователя	50	2,5	25

Продолжение таблицы 2.3.1

Т1,2	Для датчиков уровня	50	2,5	25
И	Для регулирования уровня	50	2,5	25
К1,2	Для сигнализации уровня	50	2,5	25
У	Люк-лаз	500	2,5	25

Внутренние диаметры штуцеров, мм:

Для штуцера У:

$$d_1 = 500 \text{ мм}$$

Для штуцеров А:

$$d_2 = 400 \text{ мм}$$

Для штуцера Б:

$$d_4 = 350 \text{ мм}$$

Для штуцера В:

$$d_5 = 300 \text{ мм}$$

Для штуцера Г, Е1,2:

$$d_7 = 200 \text{ мм}$$

Для штуцеров Д, Р, П, Ж1,2, Т1,2, И, К1,2:

$$d_6 = 50 \text{ мм}$$

Для штуцеров М:

$$d_9 = 25 \text{ мм}$$

2.3.3.1. Расчет укрепления отверстия при внутреннем и внешнем давлениях

Расчетный диаметр отверстия в стенке обечайки, перехода или днища при наличии штуцера с круглым поперечным сечением, ось которого совпадает с нормалью к поверхности в центре отверстия рисунок 2.3.4 или кругового отверстия без штуцера, вычисляют по формуле, мм [5]:

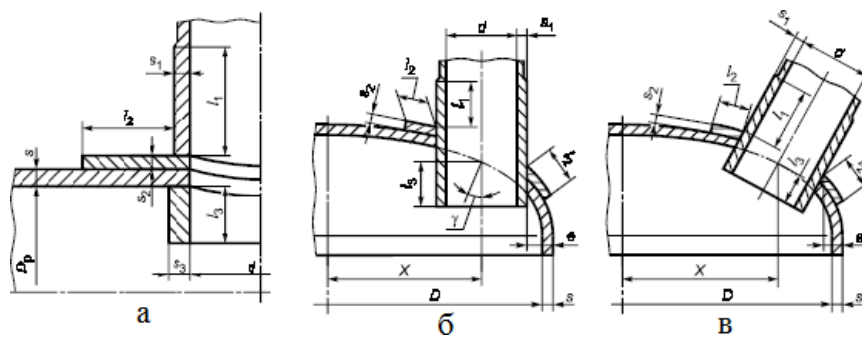


Рисунок 2.3.4. а - Схема соединения штуцера со стенкой сосуда; б, в - смещение штуцера на выпуклой крышке.

Расчетный диаметр штуцеров определяется по формуле:

$$d_{\text{рас}} = d + 2c; \quad (2.3.7)$$

где

d - внутренний диаметр штуцера, мм;

c - поправка на коррозию.

$$d_{\text{рас1}} = d_1 + 2c = 504 \text{ мм};$$

$$d_{\text{рас2}} = d_2 + 2c = 404 \text{ мм};$$

$$d_{\text{рас4}} = d_4 + 2c = 354 \text{ мм};$$

$$d_{\text{рас5}} = d_5 + 2c = 304 \text{ мм};$$

$$d_{\text{рас7}} = d_6 + 2c = 204 \text{ мм};$$

$$d_{\text{рас6}} = d_9 + 2c = 54 \text{ мм};$$

$$d_{\text{рас9}} = d_9 + 2c = 29 \text{ мм}$$

Расчет укрепления отверстий.

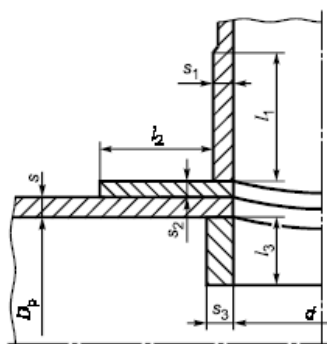


Рисунок 2.3.5. Основная расчетная схема соединения штуцера со стенкой сосуда [6, стр.19].

Расчетные диаметры укрепляемых элементов определяются по формулам [5, стр.4]

- Расчетный внутренний диаметр для цилиндрической обечайки, мм:

- Для штуцеров Б, В, Г, Д, Е, Ж_{1,2}, Л, И_{1,2}, Р_{1,2}:

$$D_{\text{расчобеч}} = D_{\text{вн}} = 3400;$$

- Для эллиптической крышки, мм:

Для штуцеров А, С, Т, У_{1,2}, К_{1,2}:

$$D_{\text{раскрышки}} = 2D_{\text{вн}} \sqrt{1 - 3\left(\frac{x}{D_{\text{вн}}}\right)^2}; \quad (2.3.8)$$

где

x - расстояние от центра укрепляемого отверстия до оси эллиптической крышки;

$D_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

Расстояния от центра укрепляемого отверстия до центра эллиптического днища;

$$x_1 = 1000 \text{ мм};$$

$$N \left[D_{\text{раскрышки1}} = 2D_{\text{вн}} \sqrt{1 - 3\left(\frac{x_1}{D_{\text{вн}}}\right)^2} \right] = 5851,5 \text{ мм};$$

$$x_2 = 960 \text{ мм};$$

$$N \left[D_{\text{раскрышки2}} = 2D_{\text{вн}} \sqrt{1 - 3\left(\frac{x_2}{D_{\text{вн}}}\right)^2} \right] = 5931,34 \text{ мм};$$

$$x_3 = 800 \text{ мм};$$

$$N \left[D_{\text{раскрышки3}} = 2D_{\text{вн}} \sqrt{1 - 3\left(\frac{x_3}{D_{\text{вн}}}\right)^2} \right] = 6210,15 \text{ мм};$$

$$x_4 = 470 \text{ мм};$$

$$N \left[D_{\text{раскрышки4}} = 2D_{\text{вн}} \sqrt{1 - 3\left(\frac{x_4}{D_{\text{вн}}}\right)^2} \right] = 6602,26 \text{ мм};$$

2.3.3.2. Расчет толщины стенок штуцеров

Расчет толщин стенки штуцера, нагруженного как внутренним, так и наружным давлением, вычисляют по формуле, мм:

$$\frac{P_{\text{рабрасч}}(d_1 + 2c)}{2\sigma_t \phi - P_{\text{рабрасч}}}; \quad (2.3.9)$$

где

$P_{\text{рабрасч}}$ – давление рабочее расчетное;

$D_{\text{вн}}$ - исполнительный внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

σ_t - допускаемое напряжение при рабочей температуре;

ϕ - коэффициент сварного шва;

c - поправка на коррозию;

- Для штуцеров $D_y=500$ мм:

$$S_{шт500рас} = \text{Max} \left[\frac{P_{рабрасч}(d_1 + 2c)}{2\sigma_t\phi - P_{рабрасч}}, \frac{P_{испрас}(d_1 + 2c)}{2\sigma_{исп}\phi - P_{испрас}} \right] = 1,171 \text{ мм};$$

Для штуцеров $D_y=400$ мм:

$$S_{шт400рас} = \text{Max} \left[\frac{P_{рабрасч}(d_2 + 2c)}{2\sigma_t\phi - P_{рабрасч}}, \frac{P_{испрас}(d_2 + 2c)}{2\sigma_{исп}\phi - P_{испрас}} \right] = 0,939 \text{ мм};$$

Для штуцеров $D_y=350$ мм:

$$S_{шт350рас} = \text{Max} \left[\frac{P_{рабрасч}(d_4 + 2c)}{2\sigma_t\phi - P_{рабрасч}}, \frac{P_{испрас}(d_4 + 2c)}{2\sigma_{исп}\phi - P_{испрас}} \right] = 0,823 \text{ мм};$$

Для штуцеров $D_y=300$ мм:

$$S_{шт300рас} = \text{Max} \left[\frac{P_{рабрасч}(d_5 + 2c)}{2\sigma_t\phi - P_{рабрасч}}, \frac{P_{испрас}(d_5 + 2c)}{2\sigma_{исп}\phi - P_{испрас}} \right] = 0,706 \text{ мм};$$

Для штуцеров $D_y=200$ мм:

$$S_{шт200рас} = \text{Max} \left[\frac{P_{рабрасч}(d_7 + 2c)}{2\sigma_t\phi - P_{рабрасч}}, \frac{P_{испрас}(d_7 + 2c)}{2\sigma_{исп}\phi - P_{испрас}} \right] = 0,474 \text{ мм};$$

Для штуцеров $D_y=50$ мм:

$$S_{шт50рас} = \text{Max} \left[\frac{P_{рабрасч}(d_6 + 2c)}{2\sigma_t\phi - P_{рабрасч}}, \frac{P_{испрас}(d_6 + 2c)}{2\sigma_{исп}\phi - P_{испрас}} \right] = 0,125 \text{ мм};$$

Для штуцеров $D_y=25$ мм:

$$S_{шт25рас} = \text{Max} \left[\frac{P_{рабрасч}(d_9 + 2c)}{2\sigma_t\phi - P_{рабрасч}}, \frac{P_{испрас}(d_9 + 2c)}{2\sigma_{исп}\phi - P_{испрас}} \right] = 0,067 \text{ мм};$$

Принимаем толщину стенки штуцера в соответствии с АТК 24.218.06 - 90, мм [6].

$$S_{шт500} = 12 \text{ мм};$$

$$S_{шт400} = 12 \text{ мм};$$

$$S_{шт350} = 10 \text{ мм};$$

$$S_{шт300} = 10 \text{ мм};$$

$$S_{шт200} = 8 \text{ мм};$$

$$S_{шт50} = 4 \text{ мм};$$

$$S_{шт25} = 3.5 \text{ мм};$$

Расчет диаметра одиночного отверстия, не требующего дополнительного укрепления при наличии избыточной толщины стенки сосуда, вычисляют по формуле [5].

$$d_0 = 0.4 \sqrt{D_{расчобеч}(s_{обечайкидейств} - c)}; \quad (2.3.10)$$

где

$D_{\text{расчобеч}}$ - расчетный диаметр цилиндрической обечайки, мм;

$S_{\text{обечайкидейств}}$ - исполнительная толщина обечайки, мм;

c - поправка на коррозию, мм.

-Для цилиндрической обечайки, мм:

$$d_0 = 0.4 \sqrt{D_{\text{расчобеч}}(S_{\text{обечайкидейств}} - c)} = 65,97 \text{ мм};$$

- Для эллиптической крышки, мм:

$$d_{p1} = 0.4 \sqrt{D_{\text{расчкрышки1}}(S_{\text{эллипкрышки}} - c)} = 86,544 \text{ мм};$$

$$d_{p2} = 0.4 \sqrt{D_{\text{расчкрышки1}}(S_{\text{эллипкрышки}} - c)} = 87,133 \text{ мм};$$

$$d_{p3} = 0.4 \sqrt{D_{\text{расчкрышки1}}(S_{\text{эллипкрышки}} - c)} = 89,154 \text{ мм};$$

$$d_{p4} = 0.4 \sqrt{D_{\text{расчкрышки1}}(S_{\text{эллипкрышки}} - c)} = 91,928 \text{ мм};$$

2.3.3.3. Расчетные длины штуцеров

Расчет длины внешней и внутренней части круглого штуцера, участвующего в укреплении отверстий учитываемые при расчете, мм.

$$l_{1\text{шт}} = \text{Min} \left[l_1, 1.25 \sqrt{(d_1 + 2c)(S_{\text{шт}} - c)} \right]; \quad (2.3.11)$$

где

d_1 - внутренний диаметр штуцера, мм;

$S_{\text{шт}}$ - исполнительная толщина штуцера, мм;

c - поправка на коррозию, мм;

l_1 - исполнительная длина вылета штуцера.

Исполнительная длина внешней части для штуцеров, мм:

$$l_1 = 520 \text{ мм};$$

Исполнительная длина внутренней части для штуцеров, мм:

$$l_2 = 50 \text{ мм};$$

- Для штуцеров $Dy=500$ мм:

$$l_{1\text{шт}500\text{расч}} = \text{Min} \left[l_1, 1.25 \sqrt{(d_1 + 2c)(S_{\text{шт}500} - c)} \right] = 88,7 \text{ мм};$$

$$l_{2\text{шт}500\text{расч}} = \text{Min} \left[l_2, 0.5 \sqrt{(d_1 + 2c)(S_{\text{шт}500} - c)} \right] = 35,5 \text{ мм};$$

Принимаем вылет штуцеров, мм [2]:

$$l_{1\text{шт}500} = \text{Ceiling} \left[\text{Max} [l_{1\text{шт}500\text{расч}}; l_1] \right] = 520 \text{ мм};$$

$$l_{2шт500} = \text{Ceiling} [\text{Max}[l_{2шт500расч}; l_2]] = 50 \text{ мм};$$

$$X = l_{1шт500расч}(S_{шт500} - S_{шт500рас} - c) + l_{2шт500расч}(S_{шт500} - c - c) = 1067,3;$$

Условие укрепления отверстия для штуцеров Ду=500 мм:

$$\text{If} = \begin{cases} X \geq 0.5(d_1 - d_0)s_{обечайкидейств}, \text{Print}["\text{Укрепления отверстий не требуется}"], \\ X \leq 0.5(d_1 - d_0)s_{обечайкидейств}, \text{Print}["\text{Укрепления отверстий требуется}"] \end{cases}$$

Укрепление отверстий требуется

- Для штуцеров Ду=400 мм

Исполнительная длина внешней части для штуцеров, мм:

$$l_3 = 480 \text{ мм};$$

$$l_{1шт400расч} = \text{Min} [l_3, 1.25\sqrt{(d_2 + 2c)(S_{шт400} - c)}] = 79,45 \text{ мм};$$

$$l_{2шт400расч} = \text{Min} [l_2, 0.5\sqrt{(d_2 + 2c)(S_{шт400} - c)}] = 31,78 \text{ мм};$$

Принимаем вылет штуцеров, мм:

$$l_{1шт400} = \text{Ceiling} [\text{Max}[l_{1шт400расч}, l_3]] = 480 \text{ мм};$$

$$l_{2шт400} = \text{Ceiling} [\text{Max}[l_{2шт400расч}, l_2]] = 50 \text{ мм};$$

$$X1 = l_{1шт400расч}(S_{шт400} - S_{шт400рас} - c) + l_{2шт400расч}(S_{шт400} - c - c) = 974,175;$$

Условие укрепления отверстия для штуцеров Ду=400 мм:

$$\text{If} = \begin{cases} X1 \geq 0.5(d_2 - d_0)s_{обечайкидейств}, \text{Print}["\text{Укрепления отверстий не требуется}"], \\ X1 \leq 0.5(d_2 - d_0)s_{обечайкидейств}, \text{Print}["\text{Укрепления отверстий требуется}"] \end{cases}$$

Укрепление отверстий требуется

- Для штуцеров Ду=350 мм

Исполнительная длина внешней части для штуцеров, мм:

$$l_3 = 480 \text{ мм};$$

$$l_{1шт350расч} = \text{Min} [l_3, 1.25\sqrt{(d_2 + 2c)(S_{шт350} - c)}] = 66,521 \text{ мм};$$

$$l_{2шт350расч} = \text{Min} [l_2, 0.5\sqrt{(d_2 + 2c)(S_{шт350} - c)}] = 26,608 \text{ мм};$$

Принимаем вылет штуцеров, мм:

$$l_{1шт350} = \text{Ceiling} [\text{Max}[l_{1шт350расч}, l_3]] = 480 \text{ мм};$$

$$l_{2шт350} = \text{Ceiling} [\text{Max}[l_{2шт350расч}, l_2]] = 50 \text{ мм};$$

$$X1 = l_{1шт350расч}(S_{шт350} - S_{шт350рас} - c) + l_{2шт350расч}(S_{шт350} - c - c) = 637,1;$$

Условие укрепления отверстия для штуцеров Ду=350 мм:

$$\text{If} = \begin{cases} X1 \geq 0.5(d_2 - d_0)s_{обечайкидейств}, \text{Print}["\text{Укрепления отверстий не требуется}"], \\ X1 \leq 0.5(d_2 - d_0)s_{обечайкидейств}, \text{Print}["\text{Укрепления отверстий требуется}"] \end{cases}$$

Укрепление отверстий требуется

- Для штуцеров $Dy=300$ мм

Исполнительная длина внешней части для штуцеров, мм:

$$l_4 = 450 \text{ мм};$$

$$l_{1\text{шт}300\text{расч}} = \text{Min} \left[l_4, 1.25\sqrt{(d_4 + 2c)(S_{\text{шт}300} - c)} \right] = 61,644 \text{ мм};$$

$$l_{2\text{шт}300\text{расч}} = \text{Min} \left[l_2, 0.5\sqrt{(d_4 + 2c)(S_{\text{шт}300} - c)} \right] = 24,658 \text{ мм};$$

Принимаем вылет штуцеров, мм:

$$l_{1\text{шт}300} = \text{Max}[l_{1\text{шт}300\text{расч}}, l_4] = 450 \text{ мм};$$

$$l_{2\text{шт}300} = \text{Ceiling}[\text{Max}[l_{2\text{шт}300\text{расч}}, l_2]] = 50 \text{ мм};$$

$$X2 = l_{1\text{шт}300\text{расч}}(S_{\text{шт}300} - S_{\text{шт}300\text{расч}} - c) + l_{2\text{шт}300\text{расч}}(S_{\text{шт}300} - c - c) = 597,557;$$

Условие укрепления отверстия для штуцеров $Dy=300$ мм:

$$\text{If} = \begin{cases} X2 \geq 0.5(d_4 - d_0)s_{\text{обечайкидейств}}, \text{Print}["\text{Укрепления отверстий не требуется}"], \\ X2 \leq 0.5(d_4 - d_0)s_{\text{обечайкидейств}}, \text{Print}["\text{Укрепления отверстий требуется}"] \end{cases}$$

Укрепление отверстий требуется

- Для штуцеров $Dy=200$:

$$l_{1\text{шт}200\text{расч}} = \text{Min} \left[l_3, 1.25\sqrt{(d_5 + 2c)(S_{\text{шт}200} - c)} \right] = 43,732 \text{ мм};$$

$$l_{2\text{шт}200\text{расч}} = \text{Min} \left[l_2, 0.5\sqrt{(d_5 + 2c)(S_{\text{шт}200} - c)} \right] = 17,493 \text{ мм};$$

Принимаем вылет штуцеров, мм:

$$l_{1\text{шт}200} = \text{Ceiling} \left[\text{Max}[l_{1\text{шт}200\text{расч}}, l_3] \right] = 480 \text{ мм};$$

$$l_{2\text{шт}200} = \text{Ceiling} \left[\text{Max}[l_{2\text{шт}200\text{расч}}, l_2] \right] = 50 \text{ мм};$$

$$X3 = l_{1\text{шт}200\text{расч}}(S_{\text{шт}200} - S_{\text{шт}200\text{расч}} - c) + l_{2\text{шт}200\text{расч}}(S_{\text{шт}200} - c - c) = 311,635;$$

Условие укрепления отверстия для штуцеров $Dy=200$ мм:

$$\text{If} = \begin{cases} X3 \geq 0.5(d_5 - d_0)s_{\text{обечайкидейств}}, \text{Print}["\text{Укрепления отверстий не требуется}"], \\ X3 \leq 0.5(d_5 - d_0)s_{\text{обечайкидейств}}, \text{Print}["\text{Укрепления отверстий требуется}"] \end{cases}$$

Укрепление отверстий требуется

Таким образом укрепления отверстия не требуется для штуцеров с условным диаметром $Dy=50$, $Dy=25$, а для штуцера $Dy=500$, $Dy=400$, $Dy=150$, $Dy=200$ требуется укрепление отверстия.

В качестве укрепляемого элемента используем накладное кольцо. Исполнительная толщина накладного кольца (при условии, что толщина накладного кольца $S_{\text{кольца}}$ равна толщине стенки обечайки.

Ширина накладного кольца, мм:

$$S_{\text{кольца}} = S_{\text{обечайкидейств}} = 10 \text{ мм};$$

2.3.3.4. Расчет ширины зоны укреплению отверстий

Ширину зоны укреплению в обечайках, переходах и днищах вычисляют по формуле, мм [5]:

$$L_{0\text{расч}} = \sqrt{D_{\text{расч}}(s_{\text{обечайкидейств}} - c)}; \quad (2.3.12)$$

где

$D_{\text{расч}}$ - расчетный внутренний диаметр укрепляемого элемента, мм;

$s_{\text{обечайкидейств}}$ - исполнительная толщина стенки обечайки или крышки, мм;

c - поправка на коррозию, мм.

- Расчет ширины зоны укреплению отверстия в цилиндрической обечайке, мм:

$$L_{0\text{расчобечайки}} = \sqrt{D_{\text{расчобеч}}(s_{\text{обечайкидейств}} - c)} = 164,924 \text{ мм};$$

Расчет ширины зоны укреплению отверстия в эллиптической крышке, мм:

$$L_{0\text{расчкрышки1}} = \sqrt{D_{\text{расчкрышки1}}(S_{\text{эллипкрышки}} - c)} = 216,361 \text{ мм};$$

$$L_{0\text{расчкрышки3}} = \sqrt{D_{\text{расчкрышки1}}(S_{\text{эллипкрышки}} - c)} = 217,832 \text{ мм};$$

$$L_{0\text{расчкрышки4}} = \sqrt{D_{\text{расчкрышки1}}(S_{\text{эллипкрышки}} - c)} = 222,884 \text{ мм};$$

$$L_{0\text{расчкрышки5}} = \sqrt{D_{\text{расчкрышки5}}(S_{\text{эллипкрышки}} - c)} = 229,821 \text{ мм};$$

- Расчетную ширину накладного кольца вычисляют по формуле, мм [5]:

$$L_{\text{кольца}} = \sqrt{D_{\text{расч}}(s_{\text{обечайкидейств}} + s_{\text{кольца}} - c)}; \quad (2.3.13)$$

где

$D_{\text{расч}}$ - расчетный внутренний диаметр укрепляемого элемента, мм;

$s_{\text{обечайкидейств}}$ - исполнительная толщина стенки обечайки или крышки, мм;

$s_{\text{кольца}}$ - исполнительная толщина накладного кольца, мм;

c - поправка на коррозию, мм.

В случае укреплению накладным кольцом, ширина зоны укреплению принимается рассчитывается по формуле, мм:

$$L_{\text{кольца}} = \sqrt{D_{\text{расчобеч}}(s_{\text{обечайкидейств}} + s_{\text{кольца}} - c)} = 247,386 \text{ мм};$$

$$L_{\text{расчкольца}} = \text{Ceiling}[L_{\text{кольца}}] = 250 \text{ мм};$$

Отношения допускаемых напряжений.

Исходя из того, что внешняя часть штуцера и накладное кольцо состоят из одного и того же материала, что и обечайка, принимаем:

$$\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3 = \sigma_t = 184 \text{ МПа};$$

- Для внешней части штуцера:

$$\chi_1 = \frac{\sigma_1}{\sigma_t} = 1;$$

- Для накладного кольца:

$$\chi_2 = \frac{\sigma_2}{\sigma_t} = 1;$$

- Для внутренней части штуцера:

$$\chi_3 = \frac{\sigma_3}{\sigma_t} = 1;$$

В случае укрепления отверстия утолщением стенки сосуда или штуцера либо накладным кольцом, торообразной вставкой, сварным кольцом.

Принимаем укрепление отверстий накладным кольцом для штуцеров А, Б, В, Г, Д, Ж_{1,2}, Л.

- Для штуцера Ду=500 мм:

$$A_{1_500} = l_{1\text{шт}500\text{расч}}(S_{\text{шт}500} - S_{\text{шт}500\text{рас}} - c)\chi_1 = 783,491;$$

$$A_{2_500} = L_{\text{расчкольца}}s_{\text{кольца}}\chi_2 = 2500;$$

$$A_{3_500} = l_{2\text{шт}500\text{расч}}(S_{\text{шт}500} - S_{\text{шт}500\text{рас}} - c)\chi_3 = 313,396;$$

$$A_{4_500} = L_{\text{расчкольца}}(s_{\text{обечайкидейств}} - s_{\text{расчобечайки}} - c) = 25,005;$$

$$A_{5_500} = 0.5(d_{\text{рас1}} - d_{\text{р4}})s_{\text{обечайкидейств}} = 2060,20;$$

Условие укрепления:

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} A_{1_500} + A_{2_500} + A_{3_500} + A_{4_500} \geq A_{5_500}, \text{Print}["\text{Условие выполнено}"], \\ A_{1_500} + A_{2_500} + A_{3_500} + A_{4_500} \leq A_{5_500}, \text{Print}["\text{Требуется увеличить толщину} \\ \text{накладного кольца}"] \end{array} \right]$$

Условие выполнено

- Для штуцера Ду=400 мм:

$$A_{1_400} = l_{1\text{шт}400\text{расч}}(S_{\text{шт}400} - S_{\text{шт}400\text{рас}} - c)\chi_1 = 719,931;$$

$$A_{2_400} = L_{\text{расчкольца}}s_{\text{кольца}}\chi_2 = 2500;$$

$$A_{3_400} = l_{2\text{шт}400\text{расч}}(S_{\text{шт}400} - S_{\text{шт}400\text{рас}} - c)\chi_3 = 287,973;$$

$$A_{4_400} = L_{\text{расчкольца}}(s_{\text{обечайкидейств}} - s_{\text{расчобечайки}} - c) = 25,005;$$

$$A_{5_400} = 0.5(d_{\text{рас2}} - d_0)s_{\text{обечайкидейств}} = 1690,52;$$

Условие укрепления:

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} A_{1_400} + A_{2_400} + A_{3_400} + A_{4_400} \geq A_{5_400}, \text{Print}["\text{Условие выполнено}"], \\ A_{1_400} + A_{2_400} + A_{3_400} + A_{4_400} \leq A_{5_400}, \text{Print}["\text{Требуется увеличить толщину} \\ \text{накладного кольца}"] \end{array} \right]$$

Условие выполнено

- Для штуцера Ду=350 мм:

$$A_{1_350} = l_{1\text{шт}350\text{расч}}(S_{\text{шт}350} - S_{\text{шт}350\text{рас}} - c)\chi_1 = 477,45;$$

$$A_{2_350} = L_{\text{расчкольца}}s_{\text{кольца}}\chi_2 = 2500;$$

$$A_{3_350} = l_{2\text{шт}150\text{расч}}(S_{\text{шт}350} - S_{\text{шт}350\text{рас}} - c)\chi_3 = 190,98;$$

$$A_{4_350} = L_{\text{расчкольца}}(s_{\text{обечайкидейств}} - s_{\text{расчобечайки}} - c) = 25,005;$$

$$A_{5_350} = 0.5(d_{\text{рас1}} - d_0)s_{\text{обечайкидейств}} = 1190,2;$$

Условие укрепления:

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} A_{1_350} + A_{2_350} + A_{3_350} + A_{4_350} \geq A_{5_350}, \text{Print}["\text{Условие выполнено}"], \\ A_{1_350} + A_{2_350} + A_{3_350} + A_{4_350} \leq A_{5_350}, \text{Print}["\text{Требуется увеличить толщину} \\ \text{накладного кольца}"] \end{array} \right]$$

Условие выполнено

- Для штуцера Ду=300 мм:

$$A_{1_300} = l_{1\text{шт}300\text{расч}}(S_{\text{шт}300} - S_{\text{шт}300\text{рас}} - c)\chi_1 = 449,611;$$

$$A_{2_300} = L_{\text{расчкольца}}s_{\text{кольца}}\chi_2 = 2500;$$

$$A_{3_300} = l_{2\text{шт}150\text{расч}}(S_{\text{шт}300} - S_{\text{шт}300\text{рас}} - c)\chi_3 = 179,844;$$

$$A_{4_300} = L_{\text{расчкольца}}(s_{\text{обечайкидейств}} - s_{\text{расчобечайки}} - c) = 25,005;$$

$$A_{5_300} = 0.5(d_{\text{рас1}} - d_0)s_{\text{обечайкидейств}} = 1440,21;$$

Условие укрепления:

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} A_{1_300} + A_{2_300} + A_{3_300} + A_{4_300} \geq A_{5_300}, \text{Print}["\text{Условие выполнено}"], \\ A_{1_300} + A_{2_300} + A_{3_300} + A_{4_300} \leq A_{5_300}, \text{Print}["\text{Требуется увеличить толщину} \\ \text{накладного кольца}"] \end{array} \right]$$

Условие выполнено

- Для штуцера Ду=200 мм:

$$A_{1_200} = l_{1\text{шт}200\text{расч}}(S_{\text{шт}200} - S_{\text{шт}200\text{рас}} - c)\chi_1 = 241,664;$$

$$A_{2_200} = L_{\text{расчкольца}}s_{\text{кольца}}\chi_2 = 2500;$$

$$A_{3_200} = l_{2\text{шт}200\text{расч}}(S_{\text{шт}200} - S_{\text{шт}200\text{рас}} - c)\chi_3 = 96,666;$$

$$A_{4_200} = L_{\text{расчкольца}}(s_{\text{обечайкидейств}} - s_{\text{расчобечайки}} - c) = 25,005;$$

$$A_{5_200} = 0.5(d_{\text{рас2}} - d_0)s_{\text{обечайкидейств}} = 690,152;$$

Условие укрепления:

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} A_{1_200} + A_{2_200} + A_{3_200} + A_{4_200} \geq A_{5_200}, \text{Print}["\text{Условие выполнено}"], \\ A_{1_200} + A_{2_200} + A_{3_200} + A_{4_200} \leq A_{5_200}, \text{Print}["\text{Требуется увеличить толщину} \\ \text{накладного кольца}"] \end{array} \right]$$

Условие выполнено

2.3.3.5. Расчет допускаемого избыточного давления штуцеров

Допускаемое внутреннее избыточное давление для штуцеров рассчитывают по формула, МПа:

$$P_{1\text{штраб}} = \frac{2K(S_{\text{шт}} - c)\phi\sigma_t}{D_{\text{расчобеч}} + (S_{\text{шт}} - c)V}; \quad (2.3.14)$$

где

K - коэффициент для цилиндрических и конических обечаек;

$S_{\text{шт}}$ - исполнительная толщина стенки штуцера, мм;

c - поправка на коррозию, мм;

ϕ - коэффициент прочности сварного шва;

σ_t - допускаемое напряжение при рабочей температуре, МПа;

$D_{\text{расчобеч}}$ - внутренний диаметр цилиндрической обечайки, мм;

V - коэффициент понижения прочности;

- Для цилиндрических и конических обечаек $K=2$;

- Для штуцеров $D_y=500$:

$$W_{500} = \frac{A_{1_500} + A_{2_500} + A_{3_500}}{L_{\text{раскольца}}(S_{\text{обечайкидейств}} - c)} + 1 = 2,798; \quad (2.3.15)$$

Коэффициент понижения прочности:

$$V_{500} = \text{Min} \left[1; \frac{W_{500}}{1 + 0.5 \frac{d_{\text{рас1}} - d_0}{L_{\text{раскольца}}} + K \frac{d_1 + 2c}{D_{\text{расчобеч}}} \frac{\phi}{\phi} \frac{l_{1\text{шт500}}}{L_{\text{раскольца}}}} \right] 1,123; \quad (2.3.16)$$

- При рабочих условиях, МПа:

$$P_{1\text{штраб}} = \frac{2K(S_{\text{шт500}} - c)\phi\sigma_t}{D_{\text{расчобеч}} + (S_{\text{шт500}} - c)V_{500}} V_{500} = 2,422 \text{ МПа};$$

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} P_{\text{рабрасч}} \leq P_{1\text{штраб}}, \text{Print}["\text{Условие выполнено}"], \\ P_{\text{рабрасч}} \geq P_{1\text{штраб}}, \text{Print}["\text{Штуцер не выдерживает давление в аппарате}"] \end{array} \right]$$

Условие выполнено

- При условиях испытания, МПа:

$$P_{1\text{штитсп}} = \frac{2K(S_{\text{шт500}} - c)\phi\sigma_{\text{исп}}}{D_{\text{расчобеч}} + (S_{\text{шт500}} - c)V_{500}} V_{500} = 2,812 \text{ МПа};$$

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} P_{\text{испрас}} \leq P_{1\text{штитсп}}, \text{Print}["\text{Условие выполнено}"], \\ P_{\text{испрас}} \geq P_{1\text{штитсп}}, \text{Print}["\text{Штуцер не выдерживает давление в аппарате}"] \end{array} \right]$$

Условие выполнено

- Для штуцеров $D_y=400$:

$$W_{400} = \frac{A_{1_400} + A_{2_400} + A_{3_400}}{L_{\text{раскольца}}(S_{\text{обечайкидейств}} - c)} + 1 = 2,754;$$

Коэффициент понижения прочности:

$$V_{400} = \text{Min} \left[\frac{W_{400}}{1 + 0.5 \frac{d_{\text{расч}} - d_0}{L_{\text{раскольца}}} + K \frac{d_2 + 2c}{D_{\text{расчобеч}}} \frac{\phi}{\phi} \frac{l_{1\text{шт}400}}{L_{\text{раскольца}}}} \right] = 1,292;$$

- При рабочих условиях, МПа:

$$P_{2\text{штраб}} = \frac{2K(S_{\text{шт}400} - c)\phi\sigma_t}{D_{\text{расчобеч}} + (S_{\text{шт}400} - c)V_{400}} V_{400} = 2,785 \text{ МПа};$$

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} P_{\text{рабрасч}} \leq P_{2\text{штраб}}, \text{Print}["\text{Условие выполнено"}], \\ P_{\text{рабрасч}} \geq P_{2\text{штраб}}, \text{Print}["\text{Штуцер не выдерживает давление в аппарате"}] \end{array} \right]$$

Условие выполнено

- При условиях испытания, МПа:

$$P_{2\text{штисп}} = \frac{2K(S_{\text{шт}400} - c)\phi\sigma_{\text{исп}}}{D_{\text{расчобеч}} + (S_{\text{шт}400} - c)V_{400}} V_{400} = 3,234 \text{ МПа};$$

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} P_{\text{испрас}} \leq P_{2\text{штисп}}, \text{Print}["\text{Условие выполнено"}], \\ P_{\text{испрас}} \geq P_{2\text{штисп}}, \text{Print}["\text{Штуцер не выдерживает давление в аппарате"}] \end{array} \right]$$

Условие выполнено

2.3.4. Расчет фланцевого соединения

Материал обечаек и фланцев - сталь 09Г2С, 16ГС.

Материал шпилек - сталь 40Х.

Материал прокладки - паронит ПБМ.

Расчет производится в соответствии с ГОСТ Р 52857.4-2007 [7].

Так как производство пожаро-взрывоопасное, выбираем фланцевое соединение типа "выступ - впадина" с плоским фланцем для обеспечения герметичности фланцевого соединения [7, стр.7].

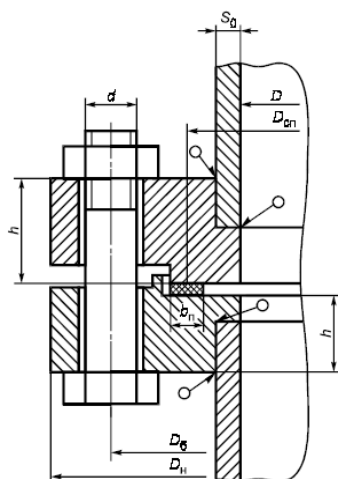


Рисунок 2.3.6. Фланцевое соединение с уплотнительной поверхностью типа выступ - впадина
Конструктивные размеры фланца.

Толщину втулки принимаем равной исполнительной толщине штуцера, мм:

$$s_{\text{вт}} = 12 \text{ мм};$$

Длина конической втулки фланца, мм:

$$S_1 = 50 \text{ мм};$$

Толщина тарелки фланца, мм:

$$l_{\text{втулки}} = 55 \text{ мм};$$

Внутренний диаметр фланца, мм:

$$D_{\text{флвн}} = 524 \text{ мм};$$

Наружный диаметр фланца, мм:

$$D_{\text{флн}} = 640 \text{ мм};$$

Диаметр окружности расположения шпилек, мм:

$$D_6 = 600 \text{ мм};$$

Количество шпилек:

$$n = 20;$$

Условие применимости [7, стр.9]:

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} \frac{D_{\text{флн}}}{D_{\text{флвн}}} \leq 5, \text{Print}["\text{Условие выполняется}], \\ \frac{D_{\text{флн}}}{D_{\text{флвн}}} \geq 5, \text{Print}["\text{Условие не выполняется}"] \end{array} \right]$$

Условие выполняется

Высота фланца, мм:

$$h_{\text{высфл}} = 25 \text{ мм};$$

Нормативный параметр [7, стр.30]

$$e_{\text{нп}} = 30;$$

Наружный диаметр прокладки рассчитывается по формуле, мм [7, стр.11]

$$D_{\text{нарпр}} = D_6 - e_{\text{нп}} \text{ мм}; \quad (2.17)$$

где

D_6 - диаметр окружности расположения шпилек;

$e_{\text{нп}}$ - нормативный параметр;

Ширина прокладки, мм [7, стр.30] :

$$b_{\text{пр}} = 20 \text{ мм};$$

Эффективная ширина прокладки, мм:

$$b_{\text{прэф}} = \text{Ceiling}[b_{\text{пр}} \leq 15; (3.8\sqrt{b_{\text{пр}}})] = 17 \text{ мм};$$

Таблица 2.3.2 - Характеристика основных типов прокладок [7]

Тип и материал прокладки	Прокладочный коэффициент, m	Удельное давление обжатия прокладки, $q_{обж}$, МПа	Допускаемое удельное давление $[q]$, МПа	Коэф-нт обжатия $K_{обж}$	Условный модуль сжатия прокладки $E_n \cdot 10^5$, МПа
Плоская неметаллическая прокладка из:					
Резины по ГОСТ 7338 с твердостью по Шору А до 65 единиц	0,5	2	18	0,4	$0,3 \cdot 10^{-4} (1+b_n / 2h_n)$
(Резины по ГОСТ 7338 с твердостью по Шору А более 65 единиц	1	4	20	0,09	$0,4 \cdot 10^{-4} (1+b_n / 2h_n)$
Паронита по ГОСТ 481 при толщине не более 2-3 мм	2,5	20	130	0,9	0,02

Продолжение таблицы 2.3.2

Картон асбестового по ГОСТ 2850 при толщине 1-3 мм	2,5	20	130	0,9	0,02
Фторопласта 4 по ТУ 6-05-810 при толщине не более 1-3 мм	2,5	10	40	1	0,02

Из таблицы 2.3.2. выбираем характеристики прокладки изготовленной из паронита по ГОСТ 481.

Прокладочный коэффициент:

$$m = 2.5;$$

Удельное давление обжатия прокладки, МПа:

$$q_{обж} = 20;$$

Допускаемое удельное давление, МПа:

$$q_d = 130 \text{ МПа};$$

Усилие на прокладке в рабочих условиях, необходимое для обеспечения герметичности фланцевого соединения, Н:

$$R_{\Pi} = \pi D_{\text{српр}} b_{\text{прэф}} \cdot m \cdot P_{\text{раб}} = 95465.14 \text{ Н}; \quad (2.3.18)$$

Средний диаметр прокладки, мм:

$$D_{\text{српр}} = D_{\text{нарпр}} - b_{\text{пр}} = 550 \text{ мм}; \quad (2.3.19)$$

Нагрузки, действующие на фланец.

- Равнодействующая нагрузка от давления, Н [7, стр.11]

$$Q_{\text{д}} = P_{\text{раб}} \frac{\pi D_{\text{српр}}^2}{4} = 308857.82 \text{ Н}; \quad (2.3.20)$$

Осевое сжимающие усилие, Н:

$$F = - \left(0.6 \left(\pi \frac{\left(\frac{D_{\text{флвн}}}{1000} \right)^2}{4} \right) 10^6 \right) = 129390.89 \text{ Н}; \quad (2.3.21)$$

Приведенная нагрузка, вызванная воздействием внешней силы и изгибающего момента, Н:

$$Q_{\text{FM}} = \text{Abs} \left[\text{Max} \left[F + \frac{4}{D_{\text{српр}}}; F - \frac{4}{D_{\text{српр}}} \right] \right] = 129391 \text{ Н}; \quad (2.3.22)$$

Коэффициент линейного расширения материала фланцев, [7, стр.29]

$$\alpha_{\text{фл1}} = 13.4 \cdot 10^{-6};$$

$$\alpha_{\text{фл2}} = \alpha_{\text{фл1}} = 13.4 \cdot 10^{-6};$$

Коэффициент линейного расширения материала шпилек:

$$\alpha_{\text{б}} = 11,3 \cdot 10^{-6};$$

$$t = 20;$$

Расчетная температура неизолированных фланцев:

$$t_{\text{фл}} = 0.96t;$$

$$t_{\text{фл1}} = t_{\text{фл}};$$

Расчетная температура шпилек:

$$N[t_{\text{с}} = 0.85t] = 17 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

Допускаемое напряжение для стали 40Х при $t=20^{\circ}\text{C}$, МПа:

$$\sigma = 230 \text{ МПа};$$

Модуль продольной упругости для шпилек из стали 40Х при рабочей температур, МПа:

$$E_{\text{с}} = 2.18 \cdot 10^5 \text{ МПа};$$

Площадь поперечного сечения шпильки, мм^2 :

$$f_{\text{с}} = 225 \text{ мм}^2;$$

Суммарная площадь шпилек по внутреннему диаметру резьбы или нагруженному сечению наименьшего диаметра, мм^2 :

$$A_6 = n f_6 = 4500 \text{ мм}^2; \quad (2.3.23)$$

Для шпилек диаметром $d_b=20$ мм, принимаем диаметр отверстия под шпильки равным $d_{отв}=22$ мм.

$$d_b = 20 \text{ мм};$$

Модуль упругости для стали 40Х при температуре испытания 20°C, МПа:

$$E_{620} = 2.18 \cdot 10^5 \text{ МПа};$$

Модуль продольной упругости материала фланца, МПа:

$$E_1 = 2.02 \cdot 10^5 \text{ МПа};$$

$$E_2 = E_1 = 2.02 \cdot 10^5 \text{ МПа};$$

Модуль продольной упругости материала фланца при 20°C, МПа:

$$E_{L1} = 2.05 \cdot 10^5 \text{ МПа};$$

2.3.4.1. Расчет податливости прокладки

Высота стандартной прокладки, мм:

$$h_{\pi} = 3 \text{ мм};$$

Коэффициент обжатия прокладки:

$$K_{обж} = 1;$$

Условный модуль сжатия прокладки, МПа:

$$E_{\pi} = 0.02 \cdot 10^5 \text{ МПа};$$

Податливость прокладки рассчитывают по формуле, мм/Н:

$$y_{\pi} = \frac{h_{\pi} K_{обж}}{E_{\pi} \pi D_{српр} b_{пр}}; \quad (2.3.24)$$

где

$b_{пр}$ - эффективная ширина прокладки;

$D_{српр}$ - средний диаметр прокладки;

h_{π} - высота прокладки;

$K_{обж}$ - коэффициент обжатия прокладки;

E_{π} - условный модуль сжатия прокладки.

$$y_{\pi} = \frac{h_{\pi} K_{обж}}{E_{\pi} \pi D_{српр} b_{пр}} = 4.34 \cdot 10^{-8} \frac{\text{мм}}{\text{Н}}; \quad (2.3.25)$$

2.3.4.2. Расчет податливости шпилек

Расстояние между опорными поверхностями гаек, мм:

$$L_{60} = 94.2 \text{ мм};$$

Эффективная длина шпильки при определении податливости, мм:

$$L_6 = L_{60} + 0.56d_B = 105,4 \text{ мм}; \quad (2.3.26)$$

Податливость шпилек рассчитывают по формуле, мм/Н:

$$y_6 = \frac{L_6}{E_{620} f_6 n}; \quad (2.3.27)$$

где

L_6 - эффективная длина шпильки;

E_{620} - модуль упругости для стали;

f_6 - площадь поперечного сечения шпильки;

n - количество шпилек;

$$y_6 = \frac{L_6}{E_{620} f_6 n} = 1.07 \cdot 10^{-7} \frac{\text{мм}}{\text{Н}}; \quad (2.3.28)$$

2.3.4.3. Расчет параметров фланцев

Параметр длины втулки, мм:

$$N \left[L_{\text{длвт}} = \sqrt{s_{\text{вт}} D_{\text{флвн}}} \right] = 79,3 \text{ мм}; \quad (2.3.29)$$

Расчетный коэффициент β_v , зависящий от соотношения размеров втулки фланца определяют по рисунку 2.3.7 [7, стр.34] в зависимости от:

$$N \left[\beta = \frac{S_1}{S_{\text{вт}}} \right] = 4,16; \quad (2.3.30)$$

$$N \left[\frac{l_{\text{втулки}}}{L_{\text{длвт}}} \right] = 0,693; \quad (2.3.31)$$

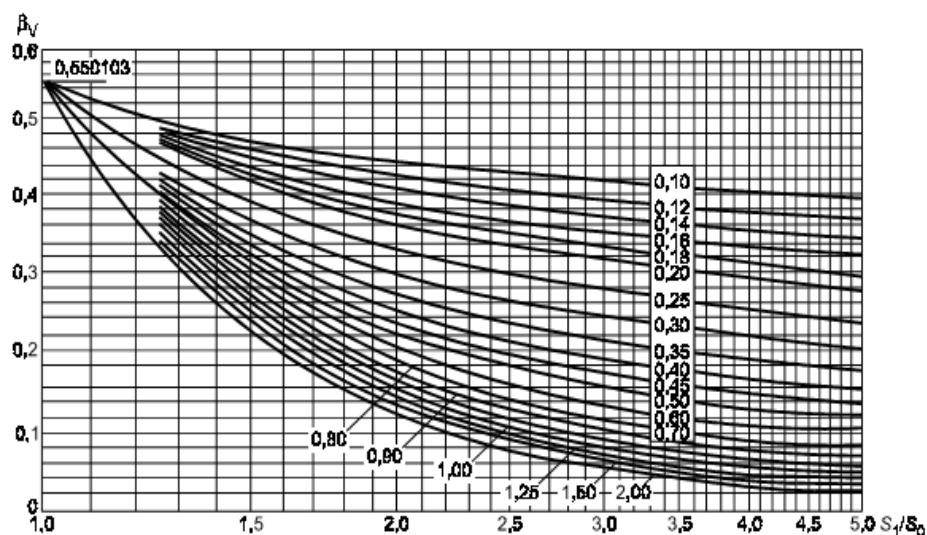


Рисунок 2.3.7. Определение коэффициента β_v .

Исходя из рисунка, коэффициент $\beta_v = 0.22$.

Отношение наружного диаметра тарелки фланца к внутреннему диаметру вычисляют по формуле:

$$N \left[K1 = \frac{D_{\text{флн}}}{D_{\text{флвн}}} \right] = 1,22; \quad (2.3.32)$$

Коэффициенты, зависящие от соотношения размеров тарелки фланца:

$$\beta_T = \frac{K1^2(1 + 8.55 \text{Log}[10, K1]) - 1}{(1.05 + 1.945 K1^2)(K1 - 1)} = 1,82; \quad (2.3.33)$$

$$\beta_U = \frac{K1^2(1 + 8.55 \text{Log}[10, K1]) - 1}{1.36(K1^2 - 1)(K1 - 1)} = 10,8; \quad (2.3.34)$$

$$\beta_V = \frac{1}{(K1 - 1)} \left(0.69 + 5.72 \frac{K1^2 \text{Log}[10, K1]}{(K1^2 - 1)} \right) = 9,92; \quad (2.3.35)$$

$$N \left[\beta_z = \frac{K1^2 + 1}{K1^2 - 1} \right] = 5,067; \quad (2.3.36)$$

Расчетный коэффициент β_F , зависящий от соотношения размеров втулки фланца, определяем по рисунку 2.3.8 [7, стр.34]:

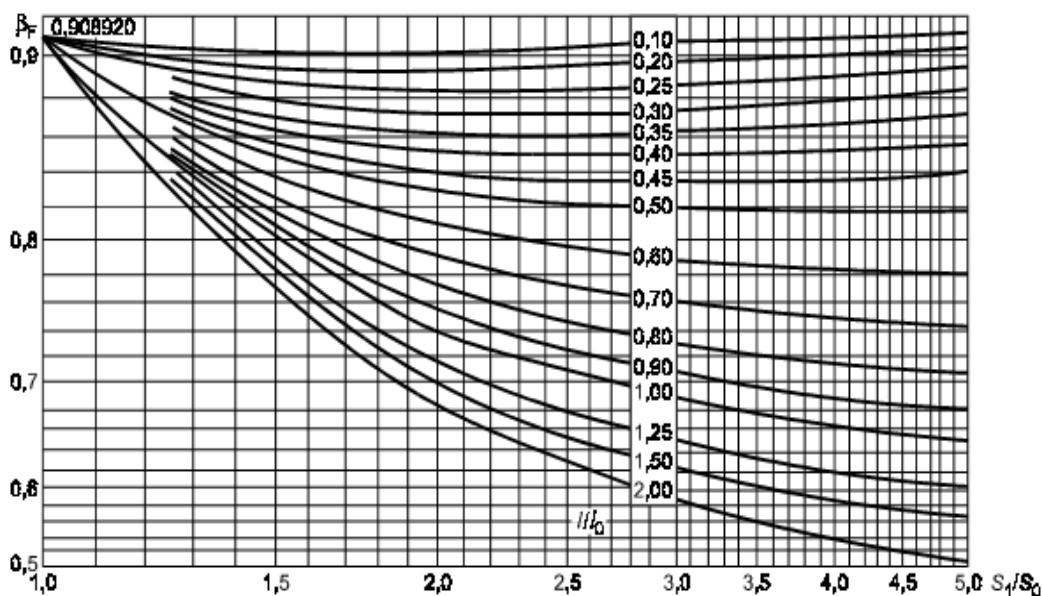


Рисунок 2.3.8. Определение коэффициента β_F

Исходя из рисунка, коэффициент $\beta_F=0,82$.

Поправочный коэффициент f для напряжений во втулке фланца определяется из рисунка 2.3.9:

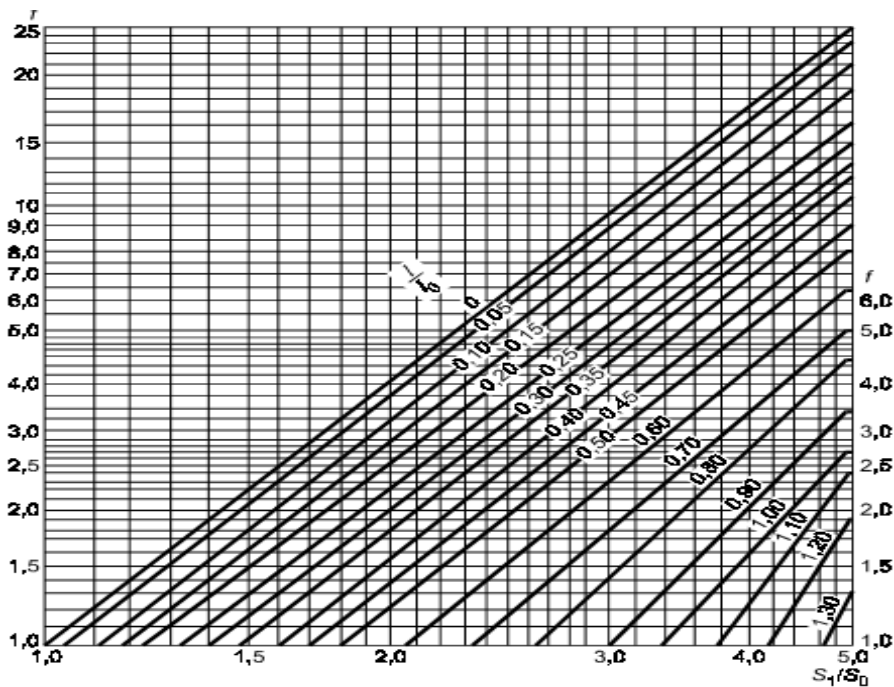


Рисунок 2.3.9. Поправочный коэффициент f для напряжений во втулке фланца.

Исходя из рисунка, поправочный коэффициент $f=2$.

Рассчитываем коэффициент λ по формуле:

$$\lambda = \frac{\beta_F h_{\text{толщфл}} + L_{\text{длвт}}}{\beta_T L_{\text{длвт}}} + \frac{\beta_v h_{\text{толщфл}}^3}{\beta_U L_{\text{длвт}} S_{\text{вт}}^2}; \quad (2.3.37)$$

где

β_v – коэффициент зависящий от размеров втулки фланца;

$h_{\text{толщфл}}$ – высота фланца;

$\beta_T, \beta_v, \beta_U$ – коэффициенты зависящие от размеров тарелки фланца;

$L_{\text{длвт}}$ – количество шпилек;

$S_{\text{вт}}$ – толщина втулки;

$$\lambda = \frac{\beta_F h_{\text{толщфл}} + L_{\text{длвт}}}{\beta_T L_{\text{длвт}}} + \frac{\beta_v h_{\text{толщфл}}^3}{\beta_U L_{\text{длвт}} S_{\text{вт}}^2} = 0,821;$$

2.3.4.5. Угловая податливость фланцев

Угловая податливость фланцев при затяжке рассчитывается по формуле:

$$y_\phi = \frac{0.91\beta_v}{E_{620} \lambda L_{\text{длвт}} (S_{\text{вт}})^2}; \quad (2.3.38)$$

где

β_v – коэффициент зависящий от размеров втулки фланца;

E_{620} – модуль упругости для стали;

λ – коэффициент;

$L_{\text{длвт}}$ - количество шпилек;

$s_{\text{вт}}$ - толщина втулки;

$$y_{\phi} = \frac{0.91\beta_v}{E_{620}\lambda L_{\text{длвт}}(s_{\text{вт}})^2} = 9.79 \cdot 10^{-11};$$

Угловая податливость фланца, нагруженного внешним изгибающим моментом:

$$y_{\phi\text{н}} = \left(\frac{\pi}{4}\right)^3 \frac{D_6}{E_{620} h_{\text{толщфл}}^3 D_{\text{флн}}}; \quad (2.3.39)$$

где

D_6 – диаметр окружности расположения шпилек;

E_{620} - модуль упругости для стали;

$h_{\text{толщфл}}$ – высота фланца;

$D_{\text{флн}}$ - наружный диаметр фланца;

$$y_{\phi\text{н}} = \left(\frac{\pi}{4}\right)^3 \frac{D_6}{E_{620} h_{\text{толщфл}}^3 D_{\text{флн}}} = 4.85 \cdot 10^{-11};$$

Угловую податливость плоской крышки вычисляют по формуле:

$$X_{\text{кр}} = 0.67 \frac{K_{\text{кр}}^2 (1 + 8.55[10, K_{\text{кр}}] - 1)}{(K_{\text{кр}} - 1)(K_{\text{кр}}^2 - 1 + (1.857K_{\text{кр}}^2 + 1) \frac{h_{\text{кр}}^3}{\delta_{\text{кр}}})}; \quad (2.3.40)$$

где

$K_{\text{кр}}$ – отношение наружного диаметра плоской крышки к среднему диаметру прокладки;

$$N \left[K_{\text{кр}} = \frac{D_{\text{флн}}}{D_{\text{нарпр}}} \right] = 1,12; \quad (2.3.41)$$

$h_{\text{кр}}$ толщина крышки;

$$h_{\text{кр}} = 50 \text{ мм};$$

$\delta_{\text{кр}}$ – толщина фланцевой части;

$$\delta_{\text{кр}} = 39 \text{ мм};$$

$$X_{\text{кр}} = 0.67 \frac{K_{\text{кр}}^2 (1 + 8.55 \text{Log}[10, K_{\text{кр}}] - 1)}{(K_{\text{кр}} - 1)(K_{\text{кр}}^2 - 1 + (1.857K_{\text{кр}}^2 + 1) \frac{h_{\text{кр}}^3}{\delta_{\text{кр}}})} = 0.00027624;$$

Угловая податливость:

$$y_{\text{кр}} = \frac{X_{\text{кр}}}{E_{620} \delta_{\text{кр}}^2} = 8.33 \cdot 10^{-13}; \quad (2.3.42)$$

Коэффициент, учитывающий изгиб тарелки фланца между шпильками:

$$G_F = \sqrt{\frac{\pi D_6}{n(2d_{\text{в}} + (\frac{6h_{\text{толщфл}}}{m+0.5}))}} = 0,925; \quad (2.3.43)$$

Плечо действия усилий в шпильках, мм:

$$b = 0.5(D_6 - D_{српр}) = 25 \text{ мм}; \quad (2.3.44)$$

Плечо усилия от действия давления на фланец для всех типов фланцев:

$$e = 0.5(D_{српр} - D_{флвн} - s_{вт}) = 7; \quad (2.3.45)$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения с крышкой:

$$\gamma = \frac{1}{y_{п} + y_6 \frac{E_{620}}{E_6} + (y_{ф} \frac{E_{Л1}}{E_1} + y_{кр} \frac{E_{Л1}}{E_2}) b^2} = 4,68 \cdot 10^6; \quad (2.3.46)$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внутренним давлением или внешней осевой силой для соединения фланца с плоской крышкой:

$$\alpha = 1 - \frac{y_{п} - (ey_{ф} + y_{кр}b)b}{y_{п} + y_6 + b^2(y_{ф} + y_{кр})} = 0,878; \quad (2.3.47)$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внешним изгибающим моментом:

$$\alpha_M = \frac{y_6 + 2y_{фн}b(b + e - \frac{e^2}{D_{српр}})}{y_{п} + y_6(\frac{D_6}{D_{српр}})^2 + 2y_{фн}b^2} = 0,93; \quad (2.3.48)$$

Нагрузка, вызванная стесненностью температурных деформаций в соединениях с приварными встык и плоскими фланцами:

$$t_{кр} = t = 20^\circ\text{C};$$

$$Q_t = \gamma \left(\alpha_{фл1} \cdot h_{толщфл} (t_{фл} - 20) + \alpha_{фл1} \cdot h_{кр} (t_{кр} - 20) - \alpha_6 (h_{толщфл} + h_{кр}) (t_6 - 20) \right) \\ = 11739,9 \text{ Н}; \quad (2.3.49)$$

Расчетная нагрузка на шпильки при затяжке, необходимая для обеспечения в рабочих условиях давления на прокладку, достаточного для герметизации фланцевого соединения, Н:

$$P_{61} = \text{Max} \left[\left\{ \alpha(Q_d + F) + R_{п} + \frac{4\alpha_M}{D_{нарпр}} \right\}, \left\{ \alpha(Q_d + F) + R_{п} + \frac{4\alpha_M}{D_{нарпр}} - Q_t \right\} \right] = 253193 \text{ Н}; \quad (2.3.50)$$

Усилие, необходимое для смятия прокладки при затяжке, Н:

$$P_{обж} = 0.5D_{нарпр} b_{прэф} \cdot q_{обж} = 96900 \text{ Н}; \quad (2.3.51)$$

Расчетная нагрузка на шпильки при затяжке, необходимая для обеспечения обжатия прокладки и минимального начального натяжения шпилек, Н:

$$P_{62} = \text{Max}[P_{обж}, 0.4A_6\sigma] = 414000 \text{ Н}; \quad (2.3.52)$$

Расчетная нагрузка на шпильки фланцевых соединений при затяжке фланцевого соединения, Н:

$$P_{6м} = \text{Max}[P_{61}, P_{62}] = 414000 \text{ Н}; \quad (2.3.53)$$

Расчетная нагрузка на шпильки фланцевых соединений в рабочих условиях:

$$P_{бр} = P_{6м} + (1 - \alpha)(Q_d + F) + Q_t + \frac{4(1 - \alpha_M)}{D_{нарпр}} = 447479 \text{ Н}; \quad (2.3.54)$$

2.3.4.6. Проверка прочности шпилек и прокладки

Расчетные напряжения на шпильках, МПа:

- при затяжке, МПа:

$$\sigma_{61} = \frac{P_{6м}}{A_6} = 92 \text{ МПа}; \quad (2.3.55)$$

Проверка условий прочности шпилек при затяжке условиях:

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} \sigma_{61} \geq \sigma, \text{Print}["\text{Условие прочности при затяжке не выполняется}"], \\ \sigma_{61} \leq \sigma, \text{Print}["\text{Условие прочности при затяжке выполняется}"] \end{array} \right]$$

Условие прочности при затяжке выполняется

- в рабочих условиях, МПа:

$$\sigma_{62} = \frac{P_{6р}}{A_6} = 99,43 \text{ МПа}; \quad (2.3.56)$$

Проверка условий прочности шпилек в рабочих условиях:

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} \sigma_{62} \geq \sigma, \text{Print}["\text{Условие прочности при затяжке не выполняется}"], \\ \sigma_{62} \leq \sigma, \text{Print}["\text{Условие прочности при затяжке выполняется}"] \end{array} \right]$$

Условие прочности при затяжке выполняется

Удельное давление на прокладку, МПа:

$$q = \frac{\text{Max}[P_{6м}, P_{6р}]}{\pi D_{нарпр} b_{пр}} = 12,5 \text{ МПа}; \quad (2.3.57)$$

Условие прочности прокладки (проверяется для мягких прокладок):

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} q \geq q_d, \text{Print}["\text{Условие прочности при затяжке не выполняется}"], \\ q \leq q_d, \text{Print}["\text{Условие прочности при затяжке выполняется}"] \end{array} \right]$$

Условие прочности при затяжке выполняется

2.3.4.7. Расчет фланцев на статическую прочность

Расчетный изгибающий момент, действующий на приварной встык фланца при затяжке, Н·мм:

$$M_m = G_F P_{6м} b = 9,58 \cdot 10^6 \text{ Н} \cdot \text{мм}; \quad (2.3.58)$$

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец в рабочих условиях, Н·мм:

$$\begin{aligned} M_p &= G_F \text{Max}[P_{6р} b + (Q_d + Q_{FM}) e, \text{Abs}[Q_d + Q_{FM}] e] \\ &= 1.32 \cdot 10^7; \end{aligned} \quad (2.3.59)$$

Проверка углов поворота фланцев.

Угол поворота приварного встык фланца, плоского фланца:

$$\theta = M_{\text{pyф}} \frac{E_{620}}{E_6} = 0.00129206; \quad (2.3.60)$$

Допускаемый угол поворота приварного встык плоского фланца принимаем 0,005:

$$\theta_d = 0.005;$$

$$\text{If} = \begin{bmatrix} \theta \geq \theta_d, \text{Print}["\text{Условие поворота фланца не выполняется}"], \\ \theta \leq \theta_d, \text{Print}["\text{Условие поворота фланца выполняется}"] \end{bmatrix}$$

Условие поворота фланца выполняется

2.3.5. Расчет массы аппарата

Расчет веса корпуса аппарата [2]:

Вес обечайки:

Наружный диаметр цилиндрической обечайки, м:

$$N[d_n = (D_{\text{вн}} + 2s_{\text{обечайкидейств}})/1000] = 3,42 \text{ м}; \quad (2.3.61)$$

Внутренний диаметр аппарата, м:

$$N[d_{\text{вн}} = D_{\text{вн}}/1000] = 3,4 \text{ м}; \quad (2.3.62)$$

Плотность металла, кг/м³:

$$\rho_{\text{мет}} = 7800 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

Длина цилиндрической обечайки аппарата, м :

$$l_{\text{длоб}} = L/1000 = 21 \text{ м}; \quad (2.3.63)$$

Расчет массы обечайки аппарата, кг:

$$m_{\text{цилл}} = 0.785(d_n^2 - d_{\text{вн}}^2)\rho_{\text{мет}}l_{\text{длоб}} = 17540,2 \text{ кг}; \quad (2.3.64)$$

Масса одной эллиптической крышки аппарата с отбортовкой выбирается в соответствии с ГОСТ 6533-78, кг [8]:

$$m_k = 2112 \text{ кг};$$

Принимаем, что масса вспомогательных устройств (штуцеров, измерительных приборов, люков и т.д.) составляет 30% от основной массы сепаратора, тогда:

Масса пустого аппарата, кг:

$$m_{\text{ап}} = 1.3(2m_k + m_{\text{цилл}}) = 28290,5 \text{ кг}; \quad (2.3.65)$$

Расчет массы воды при гидроиспытании, кг:

$$\rho_{\text{воды}} = 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$N\left[m_{\text{воды}} = \pi \frac{d_{\text{вн}}^2}{4} l_{\text{длоб}} \rho_{\text{воды}}\right] = 190700,6 \text{ кг}; \quad (2.3.66)$$

Масса аппарата заполненного водой, кг:

$$m_{\max} = m_{\text{ап}} + m_{\text{воды}} = 219052,1 \text{ кг}; \quad (2.3.67)$$

Вес аппарата, Н:

$$G_{\text{ап}} = m_{\max} g = 2,15 \cdot 10^6 \text{ Н}; \quad (2.3.68)$$

Нагрузка от собственной массы на одну опору, Н:

$$F = G_{\text{ап}} = 2,15 \cdot 10^6 \text{ Н}; \quad (2.3.69)$$

Переводим нагрузку в МН:

$$F_{\text{ап}} = F/10^6 \text{ МН}; \quad (2.3.70)$$

2.3.5.1. Расчет седлообразной опоры

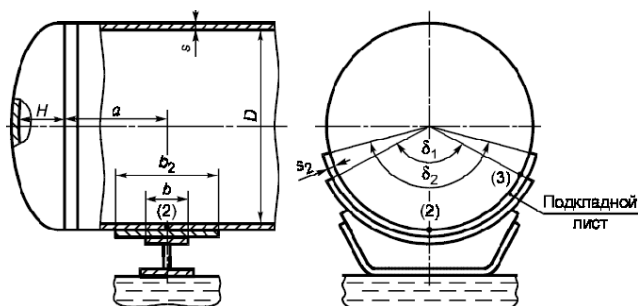


Рисунок 2.3.10. Расчетная схема седловых опор

Проверка применимости расчетных формул:

Угол охвата опорного листа:

$$\delta_1 = 80^\circ;$$

Угол охвата подкладного листа:

$$\delta_2 = 120^\circ;$$

Толщина подкладного листа, мм:

$$s_2 = 12 \text{ мм};$$

Высота крышки и отбортовки, м:

$$H_{\text{кр}} = 0,95 \text{ м};$$

$$D_{\text{нар}} = D_{\text{вн}} + 2s_{\text{обечайкидейств}} = 3420 \text{ мм}; \quad (2.3.71)$$

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} \delta_2 \geq \delta_1 + 10, \text{Print}["\text{Условие выполняется}"], \\ s_2 \geq s_{\text{обечайкидейств}}, \text{Print}["\text{Условие не выполняется}"] \end{array} \right]$$

Условие выполняется

2.3.5.2. Определение расчетных усилий

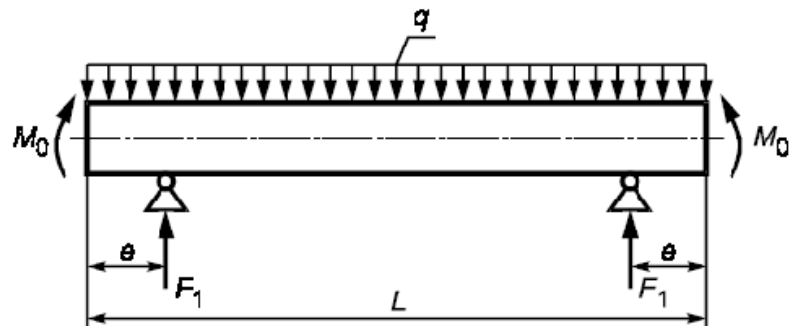


Рисунок 2.3.11. Расчетная схема определения усилий

$$q = \frac{G_{\text{ап}}}{l_{\text{длоб}} + (\text{Нкр}) \frac{4}{3}} = 96460 \text{ Н}; \quad (2.3.72)$$

$$M_0 = q \frac{D_{\text{нар}}^2 10^{-6}}{16} = 70520,2 \text{ Н}; \quad (2.3.73)$$

Нагрузка аппарата на одну опору, Н:

$$F_1 = \frac{G_{\text{ап}}}{2} = 1,07 \cdot 10^6 \quad (2.3.74)$$

Переводим нагрузку из Н в кН:

$$F_1/1000 = 1074,46 \text{ кН}; \quad (2.3.75)$$

Определение изгибающих моментов и поперечных усилий.

Расстояние от края цилиндрической обечайки до центра опоры:

$$e = 0,4;$$

$$a = 1,8;$$

Момент над опорой, Н·м:

$$M_1 = \text{Abs} \left[M_0 - \frac{qe^2}{2} \right] = 62852,2 \text{ Н} \cdot \text{м}; \quad (2.3.76)$$

Максимальный момент между опорами, Н·м:

$$M_{12} = M_0 + F_1 \left(\frac{l_{\text{длоб}}}{2} - a \right) - \frac{q}{2} \left(\frac{l_{\text{длоб}}}{2} + \frac{2}{3}(\text{Нкр}) \right)^2 = 3,436 \cdot 10^6 \text{ Н} \cdot \text{м}; \quad (2.3.77)$$

Поперечной усилие в сечении оболочки над опорой, Н·м:

$$Q_1 = \frac{l_{\text{длоб}} - 2a}{l_{\text{длоб}} + \frac{4}{3}(\text{Нкр})} F_1 = 839200 \text{ Н} \cdot \text{м}; \quad (2.3.78)$$

Проверка несущей способности обечайки в сечении между опорами

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} M_{12} \geq M_1, \text{Print}["\text{Условие выполняется}"], \\ M_{12} \leq M_1, \text{Print}["\text{Условие не выполняется}"] \end{array} \right]$$

Условие выполняется

В соответствии с ОСТ 26-2091-93 [9] выбираем подвижную седлообразную опору типа 3 исполнения II для сосудов и аппаратов с диаметром от 2200 до 4000 мм с нагрузкой на одну опору от 800кН до 1400кН. Геометрические параметры приведены в таблице 2.3.3.

Таблица 2.3.3 - Основные параметры седлообразной опоры

Диаметр аппарата, $D_{\text{вн}}$	Допускаемая нагрузка на одну опору, кН	S_1	S_2	R	L	L_1	l	l_1	h	h_1	A	A_1	Масса, кг	Масса подкладного листа, кг
													Исполнение II	
3400	1400	25	25	1720	2990	3010	2895	1450	970	340	2390	2000	570	106

Так же принимаем размеры опорного листа согласно таблице 2.3.4.

Таблица 2.3.4 - Основные размеры опорного листа

Диаметр аппарата, $D_{\text{вн}}$	S	R	H	Масса, кг
3400	12	1640	450	169,2

3. Расчет газового сепаратора

3.1. Технологический расчет газового сепаратора

3.1.1 Расчет сепаратора по газу.

$$G_{\text{газа}} := 0.40 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad - \text{Расход газа}$$

$$\rho_{\text{газа}} := 1.089 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \quad - \text{Плотность газа}$$

$$\rho_{\text{прим}} := 845 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \quad - \text{Плотность примесей}$$

$$d := 10^{-4} \text{ м} \quad - \text{Диаметр частиц}$$

$$\mu_{\text{г}} := 0.012 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с} \quad - \text{Динамическая вязкость газа}$$

$$g := 9.81 \frac{\text{м}^2}{\text{с}} \quad - \text{Ускорение свободного падения}$$

$$P_{\text{раб}} := 0.26 \text{ МПа} \quad - \text{Давление в сепараторе}$$

$$t := 24 \text{ } ^\circ\text{C} \quad - \text{Температура в сепараторе}$$

Выпадение капелек и твердых частиц из газа в сетчатом сепараторе происходит в основном по двум причинам: вследствие резкого снижения скорости газового потока и вследствие разности плотностей газовой и жидкой (твердой) фаз.

Для эффективной сепарации необходимо, чтобы расчетная скорость движения газового потока в сепараторе была меньше скорости осаждения жидких и твердых частиц,

движущихся под действием силы тяжести во встречном потоке газа, т.е: $U_{\text{г}} < U_{\text{ч}}$

Скорость осаждения частиц можно определить по формуле Стокса:

$$v_{\text{ч}} := \frac{d^2 \cdot (\rho_{\text{прим}} - \rho_{\text{газа}}) \cdot g}{18 \cdot \mu_{\text{г}}} \quad (3.1.1)$$

$$v_{\text{ч}} = 0.383 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Из практики известно, что:

$$v_{\text{г}} := \frac{v_{\text{ч}}}{1.2} \quad (3.1.2)$$

Скорость газа равна:

$$v_{\text{г}} = 0.319 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Найдя скорость газа можно найти D диаметр аппарата из уравнения:

$$D := \sqrt{\frac{5.4 \cdot 10^{-3} \cdot G_{\text{газа}} \cdot t \cdot z}{v_{\text{г}} \cdot P_{\text{раб}}}} = 0.79 \quad (3.1.3)$$

$z := 1$ - коэффициент, учитывающий отклонение реальных газов от идеальных

Принимаем по ТУ 3683-031-00220322-04 [] газосепаратор, с габаритной характеристикой:

$D_{\text{внут}} := 800 \text{ мм}$ - внутренний диаметр аппарата;

$V_{\text{аппарата}} := 1.6 \text{ м}^3$ - объем аппарата;

3.1.2 Расчет условных диаметров патрубков газосепаратора

Принимаем скорость подачи газа в сепаратор и выхода из него равной,

$\omega_{\text{эмул}} := 25 \text{ м/с}$;

Расчет входного и выходного патрубка газа:

$$d_{1.p} := \sqrt{\frac{4 \cdot G_{\text{газа}}}{\pi \cdot \omega_{\text{эмул}}}} \cdot 1000 = 142.73 \text{ мм} \quad (3.1.4)$$

Согласно «ГОСТ 28338-89 Соединения трубопроводов и арматура. Номинальные диаметры. Ряды»

принимаем:

$d_1 := 400 \text{ мм}$ - люк;

$d_2 := 150$ мм - входной и выходной газа;

$d_3 := 50$ мм - выход конденсата;

$d_4 := 50$ мм - для дренажа, термометр;

$d_6 := 40$ мм - указателя уровня;

3.2. Механический расчет газового сепаратора

Исходные данные:

$P_{\text{раб}}$:= 0.26 МПа - рабочее давление внутри аппарата;

$h_{\text{обеч}}$:= 2500 мм - длина обечайки;

$h_{\text{днища}}$:= 200 мм - высота днища эллиптического;

$\rho_{\text{среды}}$:= 865 кг/м³ - плотность рабочей среды, водонефтяной эмульсии;

$h_{\text{раб. max}}$:= 850 мм - максимальный уровень заполнения аппарата, при рабочих условиях;

$t_{\text{расч}}$:= 100 °С - расчетная температура внутри аппарата;

$D_{\text{внут}}$:= 800 мм - внутренний диаметр

t_{eks} := 10 лет - срок эксплуатации;

$V_{\text{аппарата}}$:= 1.6 м³ - объем аппарата;

$C_{\text{ог}}$:= 0.2 мм/год - скорость коррозии сталей 09Г2С;

$\rho_{\text{воды}}$:= 998 кг/м³ - плотность воды при гидравлическом испытании (при $t = 20$ °С);

$\rho_{\text{ст.09Г2С}}$:= 7850 кг/м³ - плотность стали 09Г2С;

ϕ := 1 - коэффициент сварного шва (Стыковой или тавровый с двусторонним сплошным проваром, выполняемый автоматической и полуавтоматической сваркой; Длина контролируемых швов от общей длины составляет 100%);

σ_{20} := 196 МПа - допускаемое напряжение сталей 09Г2С при температуре 20 °С;

σ_t := 195.05 МПа - допускаемое напряжениесталей 09Г2С при рабочей температуре;

$R_{e.20}$:= 243.7 МПа - минимальное значение предела текучеститалей 09Г2С при температуре 20 °С;

n_T := 1.1 - коэффициент запаса по пределу текучести;

η := 1 - поправочный коэффициент, к допускаемым напряжениям;

g := 9.80665 - ускорение свободного падения

E_{20} := $2 \cdot 10 \cdot 10^5$ МПа - модуль упругости материала сталей 09Г2С при температуре 20 °С;

E := $2 \cdot 10 \cdot 10^5$ МПа - модуль упругости материала сталей 09Г2С при рабочей температуре;

3.2.1. Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки, нагруженной внутренним избыточным давлением

Для обечайки выбираем сталь 09Г2С, так как оборудование изготовленное из данной стали расположено на открытых площадках. В зимнее время температура достигает порядка до -50 °С. Данная сталь имеет огромный плюс - прокат выдерживает влияние температурных режимов от -70 до +425 °С [3].

Расчет допускаемого напряжения, МПа [4, стр.5]:

- Для рабочего состояния:

$$\sigma_{20} = \sigma_{20}\eta = 196 \text{ МПа};$$

- При гидравлических испытаниях:

$$\sigma_{исп} = \frac{R_{20}}{n} = 221,56 \text{ МПа};$$

Расчетное значение внутреннего избыточного давления, МПа:

$$P_{\text{рабрасч}} = P_{\text{раб}} + \frac{\rho_n g h_{\text{рабmax}}}{10^9}; \quad (3.2.1)$$

где

$P_{\text{раб}}$ - рабочее расчетное давление в аппарате;

ρ_n - плотность нефти;

v - степень заполнения аппарата;

g - ускорение свободного падения;

$D_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр аппарата;

$$P_{\text{рабрасч}} = P_{\text{раб}} + \frac{\rho_n g h_{\text{раб max}}}{10^9} = 0.267 \text{ МПа};$$

Давление при испытании на прочность рассчитывается по формуле, МПа [4, стр.4]:

$$P_{\text{исп}} = 1.25 P_{\text{раб}} \frac{\sigma_{20}}{\sigma_t}; \quad (3.2.2)$$

где

$P_{\text{раб}}$ - рабочее расчетное давление в аппарате, МПа;

σ_{20} - допускаемое напряжение при 20 С, МПа;

σ_t - допускаемое напряжение при рабочей температуре, МПа.

$$P_{\text{исп}} = 1.25 \cdot P_{\text{раб расч}} \frac{\sigma_{20}}{\sigma_t} = 0.336 \text{ МПа};$$

Расчет внутреннего избыточного рабочего давления и давления при испытании рассчитывается по формуле, МПа:

- При гидроиспытания, МПа:

$$P_{\text{испрас}} = P_{\text{исп}} + \frac{\rho_{\text{в}} g h_{\text{раб. max}}}{10^9} = 0.364 \text{ МПа};$$

3.2.1.1. Расчет обечайки на прочность

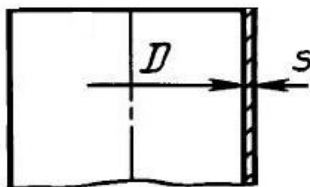


Рисунок 3.3.1. Расчетная схема обечайки аппарата [4].

Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки при рабочих условиях и при гидравлическом испытании определяется по формулам, мм [4]:

$$S_{\text{расчобечайки}} = \frac{P_{\text{рабрасч}}(h_{\text{раб. max}} - h_{\text{днища}})}{2\sigma_{\text{т}}\phi - P_{\text{рабрасч}}}; \quad (3.2.3)$$

где

$P_{\text{рабрасч}}$, $P_{\text{испрасч}}$ - давление рабочее расчетное и при гидроиспытании;

$D_{\text{вн}}$ - исполнительный внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

σ_{20} - допускаемое напряжение при 20°C;

ϕ - коэффициент сварного шва.

$$S_{\text{расчобечайки}} = \text{Max} \left[\frac{P_{\text{рабрасч}}(h_{\text{раб. max}} - h_{\text{днища}})}{2\sigma_{20}\phi - P_{\text{рабрасч}}}, \frac{P_{\text{испрасч}}(h_{\text{раб. max}} - h_{\text{днища}})}{2\sigma_{\text{исп}}\phi - P_{\text{испрасч}}} \right] = 0.535 \text{ мм};$$

Прибавка на коррозию:

$$c = t_{\text{eks}} \cdot Cor = 2 \text{ мм};$$

$$S_{\text{обечайкидейств}} = S_{\text{расчобечайки}} + c = 4 \text{ мм};$$

Принимаем толщину цилиндрической обечайки равной 8 мм [2, стр.441].

$$S_{\text{обечайкидейств}} = 8 \text{ мм};$$

Проверка условия применения формул для обечаек при $D > 200$:

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} \frac{S_{\text{обечайкидейств}} - c}{D_{\text{вн}}} \leq 0.1, \text{Print}["\text{Условия применения формул выполняются}"], \\ \frac{S_{\text{обечайкидейств}} - c}{D_{\text{вн}}} \geq 0.1, \text{Print}["\text{Условие не выполняется}"] \end{array} \right]$$

Условие применения формул выполняется

Расчет допускаемого давления.

Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления по формуле:

$$P_{\text{допработ}} = \frac{2\sigma_t \phi (s_{\text{обечайкидейств}} - c)}{D_{\text{вн}} + (s_{\text{обечайкидейств}} - c)}; \quad (3.2.4)$$

где

$s_{\text{обечайкидейств}}$ – исполнительная толщина обечайки;

$D_{\text{вн}}$ - исполнительный внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

σ_t - допускаемое напряжение при рабочей температуре;

ϕ - коэффициент сварного шва;

c - поправка на коррозию;

- При рабочих условиях:

$$P_{\text{дописпоб}} = \frac{2\sigma_t \phi (s_{\text{обечайкидейств}} - c)}{D_{\text{вн}} + (s_{\text{обечайкидейств}} - c)} = 2,904 \text{ МПа};$$

Проверка выполнения условий.

- Под действием внутреннего давления в рабочих условиях.

$$If = \left[\begin{array}{l} P_{\text{допработ}} \geq P_{\text{рабрасч}}, \text{Print [Условия прочности выполняются]}, \\ P_{\text{допработ}} \leq P_{\text{рабрасч}}, \text{Print ["Условия прочности не выполняется"]} \end{array} \right]$$

Условие прочности выполняется

- При условиях испытания:

$$P_{\text{дописпоб}} = \frac{2\sigma_{\text{исп}} \phi (s_{\text{обечайкидейств}} - c)}{D_{\text{вн}} + (s_{\text{обечайкидейств}} - c)} = 3,298 \text{ МПа};$$

Проверка выполнения условий.

$$If = \left[\begin{array}{l} P_{\text{дописпоб}} \geq P_{\text{рабрасч}}, \text{Print [Условия прочности выполняются]}, \\ P_{\text{дописпоб}} \leq P_{\text{рабрасч}}, \text{Print ["Условия прочности не выполняется"]} \end{array} \right]$$

Условие прочности выполняется

Проверка на прочность цилиндрической обечайки выполняется, следовательно, выбираем толщину равной 16 мм.

3.2.2. Расчет эллиптической крышки

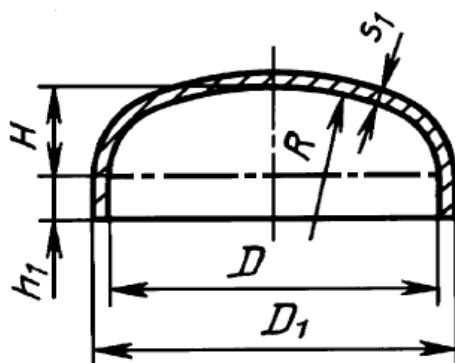


Рисунок 3.3.2. Крышка эллиптическая [5]

При гидравлических испытаниях крышки будут нагружены внутренним избыточным давлением, следовательно, проведем расчет толщины крышки при внутреннем избыточном давлении.

3.2.2.1. Расчет стенки крышки при гидравлическом испытании и при рабочем давлении

Исполнительную толщину стенки крышки определяют по формулам, мм [5, стр. 14]:

$$S_{\text{расчэлкр}} = \frac{P_{\text{рабрасч}} D_{\text{вн}}}{2\phi\sigma_t - P_{\text{рабрасч}}}; \quad (3.2.5)$$

где

$P_{\text{рабрасч}}$ – давление рабочее расчетное;

$D_{\text{вн}}$ - исполнительный внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

σ_t - допускаемое напряжение при 24°C;

ϕ - коэффициент сварного шва;

$$S_{\text{расчэлкр}} = \text{Max} \left[\frac{P_{\text{рабрасч}} D_{\text{вн}}}{2\phi\sigma_t - P_{\text{рабрасч}}}, \frac{P_{\text{испрас}} D_{\text{вн}}}{2\phi\sigma_{\text{исп}} - P_{\text{испрас}}} \right] = 0,658 \text{ мм};$$

Исполнительная толщина стенки крышки, мм:

$$S_{\text{эллипкрышки}} = S_{\text{расчэлкр}} + c = 4 \text{ мм};$$

Проверка условий применения формул для эллиптических крышек:

$$\text{If} \left[\begin{array}{l} 0.002 \leq \frac{S_{\text{эллипкрышки}} - c}{D_{\text{вн}}} \leq 0.1, \text{Print[Условия применения формул выполняются]}, \\ 0.002 \geq \frac{S_{\text{эллипкрышки}} - c}{D_{\text{вн}}} \geq 0.1, \text{Print[Условие не выполняется]} \end{array} \right]$$

Условия применения формул выполняются

Принимаем толщину стенки крышки из стандартного ряда 8 мм [2, стр.441].

Расчет допускаемого давления определяется по формуле:

$$P_1 = \frac{2\phi\sigma_t(S_{\text{эллипкрышки}} - c)}{D_{\text{вн}} + 0.5(S_{\text{эллипкрышки}} - c)}; \quad (3.2.6)$$

где

$S_{\text{эллипкрышки}}$ – исполнительная толщина эллиптической крышки;

$D_{\text{вн}}$ – исполнительный внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

σ_t – допускаемое напряжение при 24°C;

ϕ – коэффициент сварного шва;

c – поправка на коррозию;

- При рабочих условиях:

$$P_1 = \frac{2\phi\sigma_t(S_{\text{эллипкрышки}} - c)}{D_{\text{вн}} + 0.5(S_{\text{эллипкрышки}} - c)} = 2,915 \text{ МПа};$$

- При условиях испытания:

$$P_2 = \frac{2\phi\sigma_{\text{исп}}(S_{\text{эллипкрышки}} - c)}{D_{\text{вн}} + 0.5(S_{\text{эллипкрышки}} - c)} = 3,31 \text{ МПа};$$

Проверка выполнения условий прочности эллиптической крышки.

$$If = \left[\begin{array}{l} P_1 \geq P_{\text{рабрасч}}, \text{Print [Условия прочности выполняются]}, \\ P_1 \leq P_{\text{рабрасч}}, \text{Print ["Условия прочности не выполняется"]} \end{array} \right]$$

Условия прочности выполняются

Исходя из выполненного условия принимаем толщину стенки эллиптической крышки 8 мм.

Толщина эллиптической крышки, мм:

$$S_{\text{эллипкрышки}} = 8 \text{ мм};$$

Длину отбортованной части крышки принимаем равной $h_1=100$ мм. Высоту выпуклой части крышки без учета цилиндрической части принимаем равной $h=800$ мм [8, стр.440].

3.3.3. Расчет штуцеров

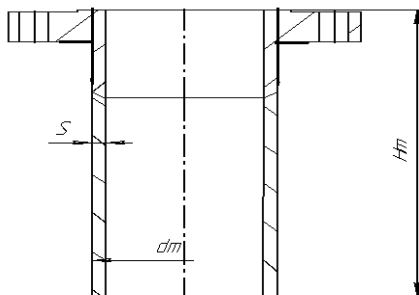


Рисунок. 3.3.3 Схема штуцера с плоским фланцем.

Таблица 3.3.1 - Таблица внутренних диаметров штуцеров

Обозначение	Наименование	Условный проход D_y , мм	Условное давление, P_y	
			МПа	кгс/см ²
А	Вход газа	150	1,6	16
Б	Выход газа	150	1,6	16

Продолжение таблицы 3.3.1

В	Выход конденсата	50	1,6	16
Г1,2	Для дренажа, термометр	50	1,6	16
Д	Для указателя уровня	40	1,6	16
Е	Люк - лаз	400	1,6	16

Внутренние диаметры штуцеров, мм:

Для штуцера А,Б:

$$d_1 = 150 \text{ мм}$$

Для штуцера В, Г_{1,2}:

$$d_2 = 50 \text{ мм}$$

Для штуцера Д:

$$d_3 = 40 \text{ мм}$$

Для штуцеров Е:

$$d_4 = 400 \text{ мм}$$

3.3.3.1. Расчет укрепления отверстия при внутреннем и внешнем давлениях

Расчетный диаметр отверстия в стенке обечайки, перехода или днища при наличии штуцера с круглым поперечным сечением, ось которого совпадает с нормалью к поверхности в центре отверстия рисунок 2.3.4 или кругового отверстия без штуцера, вычисляют по формуле, мм [5]:

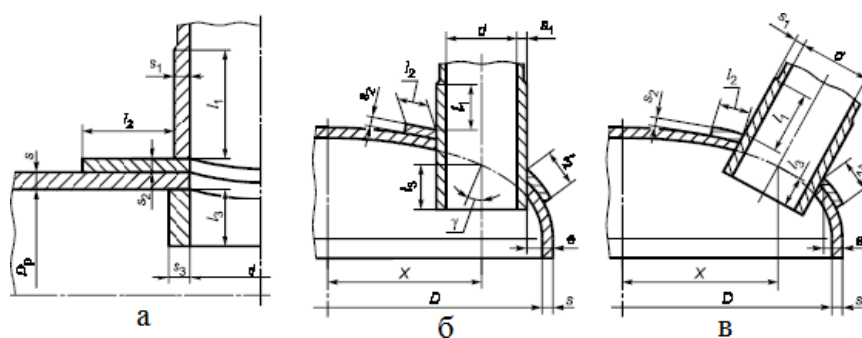


Рисунок 3.3.4. а - Схема соединения штуцера со стенкой сосуда; б, в - смещение штуцера на выпуклой крышке.

Расчетный диаметр штуцеров определяется по формуле:

$$d_{\text{рас}} = d + 2c; \quad (3.2.7)$$

где

d - внутренний диаметр штуцера, мм;

c - поправка на коррозию.

$$d_{\text{рас1}} = d_1 + 2c = 154 \text{ мм};$$

$$d_{\text{рас2}} = d_2 + 2c = 54 \text{ мм};$$

$$d_{\text{рас3}} = d_3 + 2c = 44 \text{ мм};$$

$$d_{\text{рас4}} = d_4 + 2c = 404 \text{ мм};$$

Расчет укрепления отверстий.

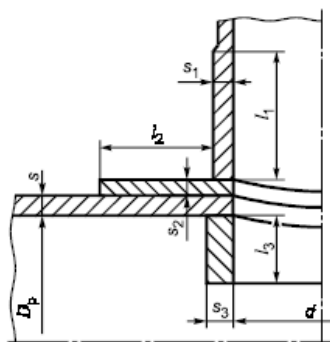


Рисунок 3.3.5. Основная расчетная схема соединения штуцера со стенкой сосуда [6, стр.19].

3.3.3.2. Расчет толщины стенок штуцеров

Расчет толщин стенки штуцера, нагруженного как внутренним, так и наружным давлением, вычисляют по формуле, мм:

$$\frac{P_{\text{рабрасч}}(d_1 + 2c)}{2\sigma_t \phi - P_{\text{рабрасч}}}; \quad (3.2.9)$$

где

$P_{\text{рабрасч}}$ – давление рабочее расчетное;

$D_{\text{вн}}$ - исполнительный внутренний диаметр цилиндрической обечайки;

σ_t - допускаемое напряжение при рабочей температуре;

ϕ - коэффициент сварного шва;

c - поправка на коррозию;

- Для штуцеров $D_y=150$ мм:

$$S_{\text{шт150рас}} = \text{Max} \left[\frac{P_{\text{рабрасч}}(d_1 + 2c)}{2\sigma_t\phi - P_{\text{рабрасч}}}, \frac{P_{\text{испрас}}(d_1 + 2c)}{2\sigma_{\text{исп}}\phi - P_{\text{испрас}}} \right] = 0,127 \text{ мм};$$

Для штуцеров $D_y=50$ мм:

$$S_{\text{шт50рас}} = \text{Max} \left[\frac{P_{\text{рабрасч}}(d_2 + 2c)}{2\sigma_t\phi - P_{\text{рабрасч}}}, \frac{P_{\text{испрас}}(d_2 + 2c)}{2\sigma_{\text{исп}}\phi - P_{\text{испрас}}} \right] = 0,044 \text{ мм};$$

Для штуцеров $D_y=40$ мм:

$$S_{\text{шт40рас}} = \text{Max} \left[\frac{P_{\text{рабрасч}}(d_3 + 2c)}{2\sigma_t\phi - P_{\text{рабрасч}}}, \frac{P_{\text{испрас}}(d_3 + 2c)}{2\sigma_{\text{исп}}\phi - P_{\text{испрас}}} \right] = 0,036 \text{ мм};$$

Для штуцеров $D_y=400$ мм:

$$S_{\text{шт400рас}} = \text{Max} \left[\frac{P_{\text{рабрасч}}(d_4 + 2c)}{2\sigma_t\phi - P_{\text{рабрасч}}}, \frac{P_{\text{испрас}}(d_4 + 2c)}{2\sigma_{\text{исп}}\phi - P_{\text{испрас}}} \right] = 0,332 \text{ мм};$$

Принимаем толщину стенки штуцера в соответствии с АТК 24.218.06 - 90, мм [6].

$$S_{\text{шт150}} = 5,5 \text{ мм};$$

$$S_{\text{шт50}} = 3,5 \text{ мм};$$

$$S_{\text{шт40}} = 2 \text{ мм};$$

$$S_{\text{шт400}} = 5,5 \text{ мм};$$

Расчет диаметра одиночного отверстия, не требующего дополнительного укрепления при наличии избыточной толщины стенки сосуда, вычисляют по формуле [5].

$$d_0 = 0.4 \sqrt{D_{\text{расчобеч}}(s_{\text{обечайкидейств}} - c)}; \quad (3.2.10)$$

где

$D_{\text{расчобеч}}$ - расчетный диаметр цилиндрической обечайки, мм;

$s_{\text{обечайкидейств}}$ - исполнительная толщина обечайки, мм;

c - поправка на коррозию, мм.

-Для цилиндрической обечайки, мм:

$$d_0 = 0.4 \sqrt{D_{\text{расчобеч}}(s_{\text{обечайкидейств}} - c)} = 84,095 \text{ мм};$$

- Для эллиптической крышки, мм:

$$d_{p1} = 0.4 \sqrt{D_{\text{расчкрышки1}} (S_{\text{эллипкрышки}} - c)} = 118,619 \text{ мм};$$

$$d_{p2} = 0.4 \sqrt{D_{\text{расчкрышки1}} (S_{\text{эллипкрышки}} - c)} = 116,951 \text{ мм};$$

$$d_{p3} = 0.4 \sqrt{D_{\text{расчкрышки1}} (S_{\text{эллипкрышки}} - c)} = 113,649 \text{ мм};$$

$$d_{p4} = 0.4 \sqrt{D_{\text{расчкрышки1}} (S_{\text{эллипкрышки}} - c)} = 108,234 \text{ мм};$$

3.3.3.3. Расчетные длины штуцеров

Расчет длины внешней и внутренней части круглого штуцера, участвующего в укреплении отверстий учитываемые при расчете, мм.

$$l_{1\text{шт}} = \text{Min} \left[l_1, 1.25 \sqrt{(d + 2c)(S_{\text{шт}} - c)} \right]; \quad (3.2.11)$$

где

d - внутренний диаметр штуцера, мм;

$S_{\text{шт}}$ - исполнительная толщина штуцера, мм;

c - поправка на коррозию, мм;

l_1 - исполнительная длина вылета штуцера.

Исполнительная длина внешней части для штуцеров, мм:

$$l_1 = 200 \text{ мм};$$

Исполнительная длина внутренней части для штуцеров, мм:

$$l_2 = 20 \text{ мм};$$

- Для штуцеров $D_y=150$ мм:

$$l_{1\text{шт}300\text{расч}} = \text{Min} \left[l_1, 1.25 \sqrt{(d_1 + 2c)(S_{\text{шт}300} - c)} \right] = 29,02 \text{ мм};$$

$$l_{2\text{шт}300\text{расч}} = \text{Min} [l_2, 0.5 \sqrt{(d_1 + 2c)(S_{\text{шт}300} - c)}] = 11,608 \text{ мм};$$

Принимаем вылет штуцеров, мм [2]:

$$l_{1\text{шт}300} = \text{Ceiling} [\text{Max} [l_{1\text{шт}300\text{расч}}; l_1]] = 200 \text{ мм};$$

$$l_{2\text{шт}500} = \text{Ceiling} [\text{Max} [l_{2\text{шт}300\text{расч}}; l_2]] = 20 \text{ мм};$$

Условие укрепления отверстия для штуцеров $D_y=150$ мм:

$$\text{If} = \begin{cases} X \geq 0.5(d_1 - d_0)s_{\text{обечайкидейств}}, & \text{Print}["\text{Укрепления отверстий не требуется}"], \\ X \leq 0.5(d_1 - d_0)s_{\text{обечайкидейств}}, & \text{Print}["\text{Укрепления отверстий требуется}"] \end{cases}$$

Укрепление отверстий требуется

- Для штуцеров $D_y=100$ мм

$$l_{1\text{шт}100\text{расч}} = \text{Min}[l_1, 1.25\sqrt{(d_2 + 2c)(S_{\text{шт}250} - c)}] = 47,004 \text{ мм};$$

$$l_{2\text{шт}100\text{расч}} = \text{Min}[l_2, 0.5\sqrt{(d_2 + 2c)(S_{\text{шт}250} - c)}] = 18,802 \text{ мм};$$

Принимаем вылет штуцеров, мм:

$$l_{1\text{шт}250} = \text{Ceiling}[\text{Max}[l_{1\text{шт}250\text{расч}}, l_1]] = 180 \text{ мм};$$

$$l_{2\text{шт}250} = \text{Ceiling}[\text{Max}[l_{2\text{шт}250\text{расч}}, l_2]] = 50 \text{ мм};$$

Условие укрепления отверстия для штуцеров $D_y=100$ мм:

$$\text{If} = \begin{cases} X1 \geq 0.5(d_2 - d_0)s_{\text{обечайкидейств}}, \text{Print}["\text{Укрепления отверстий не требуется}"], \\ X1 \leq 0.5(d_2 - d_0)s_{\text{обечайкидейств}}, \text{Print}["\text{Укрепления отверстий требуется}"] \end{cases}$$

Укрепление отверстий требуется

Таким образом укрепления отверстия не требуется для штуцеров с уловным диаметром $D_y=50, D_y=40$, а для штуцера $D_y=150, D_y=100$ требуется укрепление отверстия.

В качестве укрепляемого элемента используем накладное кольцо. Исполнительная толщина накладного кольца (при условии, что толщина накладного кольца $s_{\text{кольца}}$ равна половине толщины стенки обечайки.

Ширина накладного кольца, мм:

$$s_{\text{кольца}} = s_{\text{обечайкидейств}} \cdot 0,5 = 8 \text{ мм};$$

3.3.3.4. Расчет ширины зоны укрепление отверстий

Ширину зоны укрепления в обечайках, переходах и днищах вычисляют по формуле, мм [5]:

$$L_{0\text{расч}} = \sqrt{D_{\text{расч}}(s_{\text{обечайкидейств}} - c)}; \quad (3.2.12)$$

где

$D_{\text{расч}}$ - расчетный внутренний диаметр укрепляемого элемента, мм;

$s_{\text{обечайкидейств}}$ - исполнительная толщина стенки обечайки или крышки, мм;

c - поправка на коррозию, мм.

- Расчет ширины зоны укрепления отверстия в цилиндрической обечайке, мм:

$$L_{0\text{расчобечайки}} = \sqrt{D_{\text{расчобеч}}(s_{\text{обечайкидейств}} - c)} = 69,282 \text{ мм};$$

Отношения допускаемых напряжений.

Исходя из того, что внешняя часть штуцера и накладное кольцо состоят из одного и того же материала, что и обечайка, принимаем:

$$\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3 = \sigma_t = 195,05 \text{ МПа};$$

- Для внешней части штуцера:

$$\chi_1 = \frac{\sigma_1}{\sigma_t} = 1;$$

- Для накладного кольца:

$$\chi_2 = \frac{\sigma_2}{\sigma_t} = 1;$$

- Для внутренней части штуцера:

$$\chi_3 = \frac{\sigma_3}{\sigma_t} = 1;$$

В случае укрепления отверстия утолщением стенки сосуда или штуцера либо накладным кольцом, торообразной вставкой, сварным кольцом.

Принимаем укрепление отверстий накладным кольцом для штуцеров с условным проходом Ду=100, Ду=150.

- Для штуцера Ду=100 мм:

$$A_1 = l_{1шт400расч}(S_{шт400} - S_{шт400рас} - c)\chi_1 = 148,897;$$

$$A_2 = L_{расчкольца}s_{кольца}\chi_2 = 1040,5;$$

$$A_3 = l_{2шт300расч}(S_{шт300} - S_{шт300рас} - c)\chi_3 = 59,559;$$

$$A_4 = L_{расчкольца}(s_{обечайкидейств} - s_{расчобечайки} - c) = 378,657;$$

$$A_5 = 0.5(d_{рас1} - d_0)s_{обечайкидейств} = 1504,759$$

Условие укрепления:

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} A_1 + A_2 + A_3 + A_4 \geq A_5, \text{Print}["\text{Условие выполнено}"], \\ A_1 + A_2 + A_3 + A_4 \leq A_5, \text{Print}["\text{Требуется увеличить толщину} \\ \text{накладного кольца}"] \end{array} \right]$$

Условие выполнено

- Для штуцера Ду=150 мм:

$$A_{1_150} = l_{1шт150расч}(S_{шт150} - S_{шт150рас} - c)\chi_1 = 97,896;$$

$$A_{2_150} = L_{расчкольца}s_{кольца}\chi_2 = 160;$$

$$A_{3_150} = l_{2шт150расч}(S_{шт150} - S_{шт150рас} - c)\chi_3 = 39,158;$$

$$A_{4_150} = L_{расчкольца}(s_{обечайкидейств} - s_{расчобечайки} - c) = 378,657;$$

$$A_{5_150} = 0.5(d_{рас3} - d_0)s_{обечайкидейств} = 505,149;$$

Условие укрепления:

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} A_{1_150} + A_{2_150} + A_{3_150} + A_{4_150} \geq A_{5_150}, \text{Print}["\text{Условие выполнено}"], \\ A_{1_150} + A_{2_150} + A_{3_150} + A_{4_150} \leq A_{5_150}, \text{Print}["\text{Требуется увеличить толщину} \\ \text{накладного кольца}"] \end{array} \right]$$

Условие выполнено

3.3.3.5. Расчет допускаемого избыточного давления штуцеров

Допускаемое внутреннее избыточное давление для штуцеров рассчитывают по формула, МПа:

$$P_{1\text{штраб}} = \frac{2K(S_{\text{шт}} - c)\phi\sigma_t}{D_{\text{расчобеч}} + (S_{\text{шт}} - c)V} V; \quad (3.2.14)$$

где

K - коэффициент для цилиндрических и конических обечаек;

$S_{\text{шт}}$ - исполнительная толщина стенки штуцера, мм;

c - поправка на коррозию, мм;

ϕ - коэффициент прочности сварного шва;

σ_t - допускаемое напряжение при рабочей температуре, МПа;

$D_{\text{расчобеч}}$ - внутренний диаметр цилиндрической обечайки, мм;

V - коэффициент понижения прочности;

- Для цилиндрических и конических обечаек $K=2$;

- Для штуцеров $Dy=100$:

$$W_{300} = \frac{A_1 + A_2 + A_3}{L_{\text{раскольца}}(S_{\text{обечайкидейств}} - c)} + 1 = 4,465; \quad (3.2.15)$$

Коэффициент понижения прочности:

$$V_{100} = \text{Min} \left[1; \frac{W}{1 + 0.5 \frac{d_{\text{рас1}} - d_0}{L_{\text{раскольца}}} + K \frac{d_1 + 2c}{D_{\text{расчобеч}}} \frac{\phi}{\phi} \frac{l_{1\text{шт300}}}{L_{\text{раскольца}}}} \right] = 1; \quad (3.2.16)$$

- При рабочих условиях, МПа:

$$P_{1\text{штраб}} = \frac{2K(S_{\text{шт100}} - c)\phi\sigma_t}{D_{\text{расчобеч}} + (S_{\text{шт100}} - c)V_{100}} V_{100} = 2,519 \text{ МПа};$$

Условие:

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} P_{\text{рабрасч}} \leq P_{1\text{штраб}}, \text{Print}["\text{Условие выполнено}"], \\ P_{\text{рабрасч}} \geq P_{1\text{штраб}}, \text{Print}["\text{Штуцер не выдерживает давление в аппарате}"] \end{array} \right]$$

Условие выполнено

- При условиях испытания, МПа:

$$P_{1\text{штисп}} = \frac{2K(S_{\text{шт100}} - c)\phi\sigma_{\text{исп}}}{D_{\text{расчобеч}} + (S_{\text{шт100}} - c)V_{100}} V_{100} = 2.861 \text{ МПа};$$

Условие:

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} P_{\text{испрас}} \leq P_{1\text{штисп}}, \text{Print}["\text{Условие выполнено}"], \\ P_{\text{испрас}} \geq P_{1\text{штисп}}, \text{Print}["\text{Штуцер не выдерживает давление в аппарате}"] \end{array} \right]$$

Условие выполнено

- Для штуцера $Dy=150$:

$$W_{150} = \frac{A_{1_150} + A_{2_150} + A_{3_150}}{L_{\text{расчкольца}}(s_{\text{обечайкидейств}} - c)} + 1 = 1,825;$$

Коэффициент понижения прочности:

$$V_{150} = \text{Min} \left[\frac{W_{150}}{1 + 0,5 \frac{d_{\text{рас7}} - d_{\text{р3}}}{L_{\text{расчкольца}}} + K \frac{d_7 + 2c}{D_{\text{расчобеч}}} \frac{\phi}{\phi} \frac{l_{1\text{шт800}}}{L_{\text{расчкольца}}}} \right] = 0,859;$$

- При рабочих условиях, МПа:

$$P_{2\text{штраб}} = \frac{2K(S_{\text{шт150}} - c)\phi\sigma_t}{D_{\text{расчобеч}} + (S_{\text{шт150}} - c)V_{150}} V_{150} = 2,167 \text{ МПа};$$

Условие:

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} P_{\text{рабрасч}} \leq P_{2\text{штраб}}, \text{Print}["\text{Условие выполнено}"], \\ P_{\text{рабрасч}} \geq P_{2\text{штраб}}, \text{Print}["\text{Штуцер не выдерживает давление в аппарате}"] \end{array} \right]$$

Условие выполнено

- При условиях испытания, МПа:

$$P_{2\text{штисп}} = \frac{2K(S_{\text{шт150}} - c)\phi\sigma_{\text{исп}}}{D_{\text{расчобеч}} + (S_{\text{шт150}} - c)V_{150}} V_{150} = 2,461 \text{ МПа};$$

Условие:

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} P_{\text{испрас}} \leq P_{2\text{штисп}}, \text{Print}["\text{Условие выполнено}"], \\ P_{\text{испрас}} \geq P_{2\text{штисп}}, \text{Print}["\text{Штуцер не выдерживает давление в аппарате}"] \end{array} \right]$$

Условие выполнено

3.3.4. Расчет фланцевого соединения

Материал обечаек и фланцев - сталь 09Г2С, 16ГС.

Материал шпилек - сталь 40Х.

Материал прокладки - паронит ПБМ.

Расчет производится в соответствии с ГОСТ Р 52857.4-2007 [7].

Так как производство пожаро-взрывоопасное, выбираем фланцевое соединение типа "выступ - впадина" с плоским фланцем для обеспечения герметичности фланцевого соединения [7, стр.7].

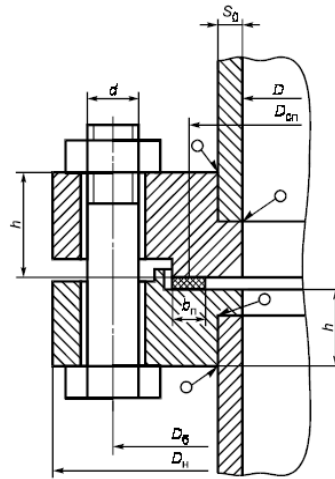


Рисунок 3.3.6. Фланцевое соединение с уплотнительной поверхностью типа выступ - впадина

Конструктивные размеры фланца.

Внутренний диаметр, мм

$$d_7 = 800 \text{ мм};$$

Толщину втулки принимаем равной исполнительной толщине штуцера, мм:

$$S_{\text{шт}800} = s_{\text{вт}} = 9 \text{ мм};$$

Длина конической втулки фланца, мм:

$$S_1 = 23 \text{ мм};$$

Длина конической втулки фланца, мм:

$$l_{\text{втулки}} = 40 \text{ мм};$$

Толщина тарелки фланца, мм:

$$h_{\text{толщфл}} = 45 \text{ мм};$$

Внутренний диаметр фланца, мм:

$$D_{\text{флвн}} = 824 \text{ мм};$$

Наружный диаметр фланца, мм:

$$D_{\text{флн}} = 945 \text{ мм};$$

Диаметр окружности расположения шпилек, мм:

$$D_6 = 905 \text{ мм};$$

Количество шпилек:

$$n = 40;$$

Условие применимости [7, стр.9]:

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} \frac{D_{\text{флн}}}{D_{\text{флвн}}} \leq 5, \text{Print}["\text{Условие выполняется}"], \\ \frac{D_{\text{флн}}}{D_{\text{флвн}}} \geq 5, \text{Print}["\text{Условие не выполняется}"] \end{array} \right]$$

Условие выполняется

Высота фланца, мм:

$$h_{\text{высфл}} = 35 \text{ мм};$$

Нормативный параметр [7, стр.30]

$$e_{\text{нп}} = 30;$$

Наружный диаметр прокладки рассчитывается по формуле, мм
[7, стр.11]

$$D_{\text{нарпр}} = D_6 - e_{\text{нп}}; \quad (3.2.17)$$

где

D_6 - диаметр окружности расположения шпилек;

$e_{\text{нп}}$ - нормативный параметр;

$$D_{\text{нарпр}} = D_6 - e_{\text{нп}} = 875 \text{ мм};$$

Ширина прокладки, мм [7, стр.30] :

$$b_{\text{пр}} = 20 \text{ мм};$$

Эффективная ширина прокладки, мм:

$$b_{\text{прэф}} = \text{Ceiling}[b_{\text{пр}} \leq 15; (3.8\sqrt{b_{\text{пр}}})] = 17 \text{ мм};$$

Таблица 3.3.2 - Характеристика основных типов прокладок [7]

Тип и материал прокладки	Прокладочный коэффициент, m	Удельное давление обжатия прокладки, $q_{\text{обж}}$, МПа	Допускаемое удельное давление [q], МПа	Коэф-нт обжатия $K_{\text{обж}}$	Условный модуль сжатия прокладки $E_{\text{п}} \cdot 10^5$, МПа
Плоская неметаллическая прокладка из:					

Продолжение таблицы 3.3.2

Резины по ГОСТ 7338 с твердостью по Шору А до 65 единиц	0,5	2	18	0,4	$0,3 \cdot 10^{-4} (1 + b_{\text{п}} / 2h_{\text{п}})$
(Резины по ГОСТ 7338 с твердостью по Шору А более 65 единиц	1	4	20	0,09	$0,4 \cdot 10^{-4} (1 + b_{\text{п}} / 2h_{\text{п}})$

Паронита по ГОСТ 481 при толщине не более 2-3 мм	2,5	20	130	0,9	0,02
Картона асбестового по ГОСТ 2850 при толщине 1-3 мм	2,5	20	130	0,9	0,02
Фторопласта 4 по ТУ 6-05-810 при толщине не более 1-3 мм	2,5	10	40	1	0,02

Из таблицы 3.3.2. выбираем характеристики прокладки изготовленной из паронита по ГОСТ 481.

Прокладочный коэффициент:

$$m = 2.5;$$

Удельное давление обжатия прокладки, МПа:

$$q_{обж} = 20;$$

Допускаемое удельное давление, МПа:

$$q_d = 130 \text{ МПа};$$

Усилие на прокладке в рабочих условиях, необходимое для обеспечения герметичности фланцевого соединения, Н:

$$R_{\Pi} = \pi D_{српр} b_{прэф} \cdot m \cdot P_{раб} = 91326,1 \text{ Н}; \quad (3.2.18)$$

Средний диаметр прокладки, мм:

$$D_{српр} = D_{нарпр} - b_{пр} = 855 \text{ мм}; \quad (3.2.19)$$

Нагрузки, действующие на фланец.

- Равнодействующая нагрузка от давления, Н [7, стр.11]

$$Q_d = P_{раб} \frac{\pi D_{српр}^2}{4} = 459317 \text{ Н}; \quad (3.2.20)$$

Осевое сжимающие усилие, Н:

$$F = - \left(0.6 \left(\pi \frac{\left(\frac{D_{флвн}}{1000} \right)^2}{4} \right) 10^6 \right) = -319960 \text{ Н}; \quad (3.2.21)$$

Приведенная нагрузка, вызванная воздействием внешней силы и изгибающего момента, Н:

$$Q_{FM} = \text{Abs} \left[\text{Max} \left[F + \frac{4}{D_{српр}}; F - \frac{4}{D_{српр}} \right] \right] = 319960 \text{ Н}; \quad (3.2.22)$$

Коэффициент линейного расширения материала фланцев, [7, стр.29]

$$\alpha_{\text{фл1}} = 13.4 \cdot 10^{-6};$$

$$\alpha_{\text{фл2}} = \alpha_{\text{фл1}} = 13.4 \cdot 10^{-6};$$

Коэффициент линейного расширения материала шпилек:

$$\alpha_{\text{б}} = 11,3 \cdot 10^{-6};$$

$$t = 20;$$

Расчетная температура неизолированных фланцев:

$$t_{\text{фл}} = 0.96t = 19,2 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{\text{фл1}} = t_{\text{фл}} = 19,2 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

Расчетная температура шпилек:

$$N[t_6 = 0.85t] = 17 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

Допускаемое напряжение для стали 40X при $t=20^{\circ}\text{C}$, МПа:

$$\sigma = 230 \text{ МПа};$$

Модуль продольной упругости для шпилек из стали 40X при рабочей температур, МПа:

$$E_6 = 2.18 \cdot 10^5 \text{ МПа};$$

Площадь поперечного сечения шпильки, мм^2 :

$$f_6 = 245 \text{ мм}^2;$$

Суммарная площадь шпилек по внутреннему диаметру резьбы или нагруженному сечению наименьшего диаметра, мм^2 :

$$A_6 = n f_6 = 9800 \text{ мм}^2; \quad (3.2.23)$$

Для шпилек диаметром $d_{\text{в}}=20$ мм, принимаем диаметр отверстия под шпильки равным $d_{\text{отв}}=22$ мм.

$$d_{\text{в}} = 20 \text{ мм};$$

Модуль упругости для стали 40X при температуре испытания 20°C , МПа:

$$E_{620} = 2.18 \cdot 10^5 \text{ МПа};$$

Модуль продольной упругости материала фланца, МПа:

$$E_1 = 2.02 \cdot 10^5 \text{ МПа};$$

$$E_2 = E_1 = 2.02 \cdot 10^5 \text{ МПа};$$

Модуль продольной упругости материала фланца при 20°C , МПа:

$$E_{\text{L1}} = 2.05 \cdot 10^5 \text{ МПа};$$

3.3.4.1. Расчет податливости прокладки

Высота стандартной прокладки, мм:

$$h_{\text{п}} = 4 \text{ мм};$$

Коэффициент обжатия прокладки:

$$K_{\text{обж}} = 1;$$

Условный модуль сжатия прокладки, МПа:

$$E_{\text{п}} = 0.02 \cdot 10^5 \text{ МПа};$$

Податливость прокладки рассчитывают по формуле, мм/Н:

$$y_{\text{п}} = \frac{h_{\text{п}} K_{\text{обж}}}{E_{\text{п}} \pi D_{\text{српр}} b_{\text{пр}}}; \quad (3.2.24)$$

где

$b_{\text{пр}}$ - эффективная ширина прокладки;

$D_{\text{српр}}$ - средний диаметр прокладки;

$h_{\text{п}}$ - высота прокладки;

$K_{\text{обж}}$ - коэффициент обжатия прокладки;

$E_{\text{п}}$ - условный модуль сжатия прокладки.

$$y_{\text{п}} = \frac{h_{\text{п}} K_{\text{обж}}}{E_{\text{п}} \pi D_{\text{српр}} b_{\text{пр}}} = 2,79 \cdot 10^{-8} \frac{\text{мм}}{\text{Н}}; \quad (3.2.25)$$

3.3.4.2. Расчет податливости шпилек

Расстояние между опорными поверхностями гаек, мм:

$$L_{60} = 79 \text{ мм};$$

Эффективная длина шпильки при определении податливости, мм:

$$L_6 = L_{60} + 0.56 d_{\text{в}} = 90,2 \text{ мм}; \quad (3.2.26)$$

Податливость шпилек рассчитывают по формуле, мм/Н:

$$y_6 = \frac{L_6}{E_{620} f_6 n}; \quad (3.2.27)$$

где

L_6 - эффективная длина шпильки;

E_{620} - модуль упругости для стали;

f_6 - площадь поперечного сечения шпильки;

n - количество шпилек;

$$y_6 = \frac{L_6}{E_{620} f_6 n} = 4,22 \cdot 10^{-8} \frac{\text{мм}}{\text{Н}}; \quad (3.2.28)$$

3.3.4.3. Расчет параметров фланцев

Параметр длины втулки, мм:

$$N \left[L_{\text{длвт}} = \sqrt{s_{\text{вт}} D_{\text{флвн}}} \right] = 84,853 \text{ мм}; \quad (3.2.29)$$

Расчетный коэффициент β_v , зависящий от соотношения размеров втулки фланца определяют по рисунку 3.3.7 [7, стр.34] в зависимости от:

$$N \left[\beta = \frac{S_1}{S_{\text{вт}}} \right] = 1,916; \quad (3.2.30)$$

$$N \left[\frac{l_{\text{втулки}}}{L_{\text{длвт}}} \right] = 0,301; \quad (3.2.31)$$

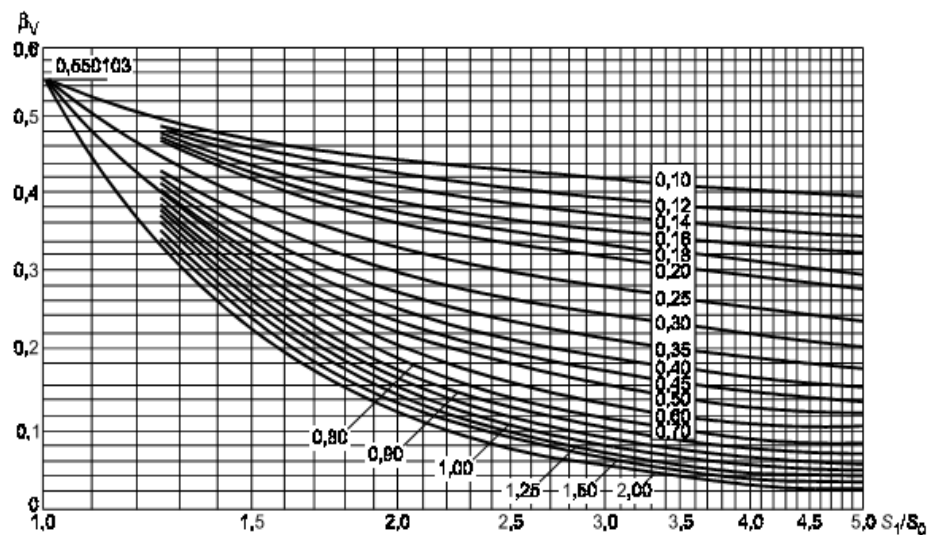


Рисунок 3.3.7. Определение коэффициента β_v .

Исходя из рисунка, коэффициент $\beta_v = 0,19$.

Отношение наружного диаметра тарелки фланца к внутреннему диаметру вычисляют по формуле:

$$N \left[K1 = \frac{D_{\text{флн}}}{D_{\text{флвн}}} \right] = 1,146; \quad (3.2.32)$$

Коэффициенты, зависящие от соотношения размеров тарелки фланца:

$$\beta_T = \frac{K1^2(1 + 8.55 \text{Log}[10, K1]) - 1}{(1.05 + 1.945 K1^2)(K1 - 1)} = 1,857; \quad (3.2.33)$$

$$\beta_U = \frac{K1^2(1 + 8.55 \text{Log}[10, K1]) - 1}{1.36(K1^2 - 1)(K1 - 1)} = 15,63; \quad (3.2.34)$$

$$\beta_v = \frac{1}{(K1 - 1)} \left(0.69 + 5.72 \frac{K1^2 \text{Log}[10, K1]}{(K1^2 - 1)} \right) = 14,36; \quad (3.2.35)$$

$$N \left[\beta_z = \frac{K1^2 + 1}{K1^2 - 1} \right] = 7,34; \quad (3.2.36)$$

Расчетный коэффициент β_F , зависящий от соотношения размеров втулки фланца, определяем по рисунку 3.3.8 [7, стр.34]:

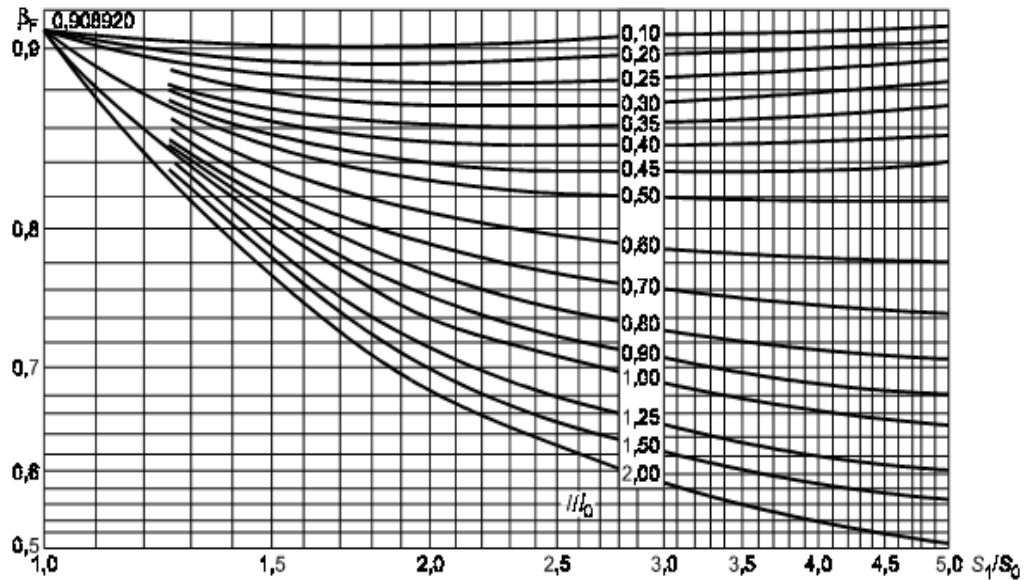


Рисунок 3.3.8. Определение коэффициента β_F

Исходя из рисунка, коэффициент $\beta_F=0,88$.

Поправочный коэффициент f для напряжений во втулке фланца определяется из рисунка 3.3.9:

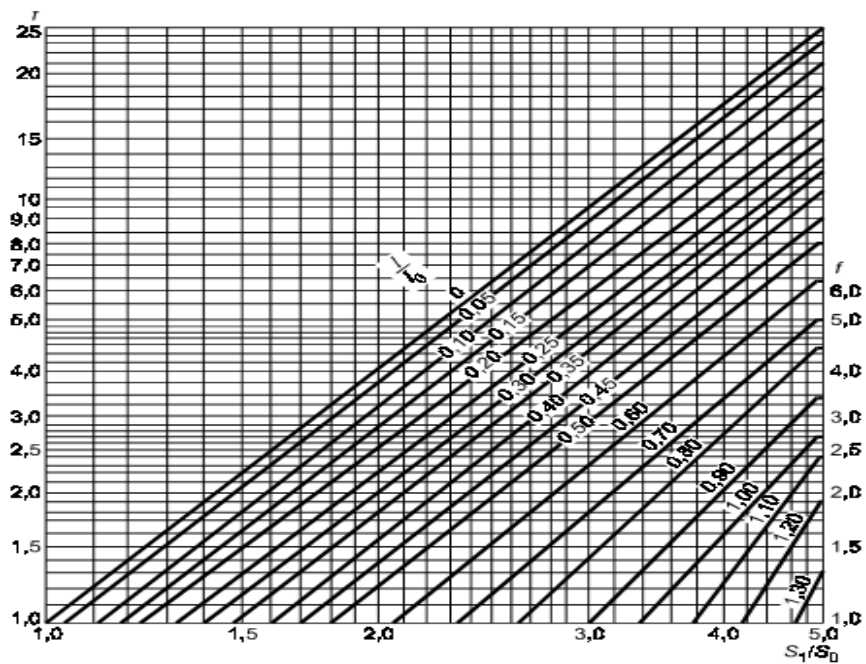


Рисунок 3.3.9. Поправочный коэффициент f для напряжений во втулке фланца.

Исходя из рисунка, поправочный коэффициент $f=2$.

Рассчитываем коэффициент λ по формуле:

$$\lambda = \frac{\beta_F h_{\text{толщфл}} + L_{\text{длвт}}}{\beta_T L_{\text{длвт}}} + \frac{\beta_v h_{\text{толщфл}}^3}{\beta_U L_{\text{длвт}} s_{\text{вт}}^2}; \quad (3.2.37)$$

где

β_v – коэффициент зависящий от размеров втулки фланца;

$h_{\text{толщфл}}$ – высота фланца;

$\beta_T, \beta_v, \beta_U$ – коэффициенты зависящие от размеров тарелки фланца;

$L_{\text{длвт}}$ – количество шпилек;

$s_{\text{вт}}$ – толщина втулки;

$$\lambda = \frac{\beta_F h_{\text{толщфл}} + L_{\text{длвт}}}{\beta_T L_{\text{длвт}}} + \frac{\beta_v h_{\text{толщфл}}^3}{\beta_U L_{\text{длвт}} s_{\text{вт}}^2} = 0,735;$$

3.3.4.5. Угловая податливость фланцев

Угловая податливость фланцев при затяжке рассчитывается по формуле:

$$y_{\phi} = \frac{0.91\beta_v}{E_{620}\lambda L_{\text{длвт}}(s_{\text{вт}})^2}; \quad (3.2.38)$$

где

β_v – коэффициент зависящий от размеров втулки фланца;

E_{620} – модуль упругости для стали;

λ – коэффициент;

$L_{\text{длвт}}$ – количество шпилек;

$s_{\text{вт}}$ – толщина втулки;

$$y_{\phi} = \frac{0.91\beta_v}{E_{620}\lambda L_{\text{длвт}}(s_{\text{вт}})^2} = 2,984 \cdot 10^{-11};$$

Угловая податливость фланца, нагруженного внешним изгибающим моментом:

$$y_{\phi н} = \left(\frac{\pi}{4}\right)^3 \frac{D_6}{E_{620} h_{\text{толщфл}}^3 D_{\text{флн}}}; \quad (3.2.39)$$

где

D_6 – диаметр окружности расположения шпилек;

E_{620} – модуль упругости для стали;

$h_{\text{толщфл}}$ – высота фланца;

$D_{\text{флн}}$ – наружный диаметр фланца;

$$y_{\text{фн}} = \left(\frac{\pi}{4}\right)^3 \frac{D_6}{E_{620} h_{\text{толщфл}}^3 D_{\text{флн}}} = 2,368 \cdot 10^{-11};$$

Угловую податливость плоской крышки вычисляют по формуле:

$$X_{\text{кр}} = 0.67 \frac{K_{\text{кр}}^2 (1 + 8.55[10, K_{\text{кр}}] - 1)}{(K_{\text{кр}} - 1)(K_{\text{кр}}^2 - 1 + (1.857 K_{\text{кр}}^2 + 1) \frac{h_{\text{кр}}^3}{\delta_{\text{кр}}})}; \quad (3.2.40)$$

где

$K_{\text{кр}}$ – отношение наружного диаметра плоской крышки к среднему диаметру прокладки;

$$N \left[K_{\text{кр}} = \frac{D_{\text{флн}}}{D_{\text{нарпр}}} \right] = 1,08; \quad (3.2.41)$$

$h_{\text{кр}}$ толщина крышки;

$$h_{\text{кр}} = 50 \text{ мм};$$

$\delta_{\text{кр}}$ – толщина фланцевой части;

$$\delta_{\text{кр}} = 39 \text{ мм};$$

$$X_{\text{кр}} = 0.67 \frac{K_{\text{кр}}^2 (1 + 8.55 \text{Log}[10, K_{\text{кр}}] - 1)}{(K_{\text{кр}} - 1)(K_{\text{кр}}^2 - 1 + (1.857 K_{\text{кр}}^2 + 1) \frac{h_{\text{кр}}^3}{\delta_{\text{кр}}})} = 0.000475;$$

Угловая податливость:

$$y_{\text{кр}} = \frac{X_{\text{кр}}}{E_{620} \delta_{\text{кр}}^2} = 3,21 \cdot 10^{-13}; \quad (3.2.42)$$

Коэффициент, учитывающий изгиб тарелки фланца между шпильками:

$$G_F = \sqrt{\frac{\pi D_6}{n(2d_b + (\frac{6h_{\text{толщфл}}}{m+0.5}))}} = 0,803; \quad (3.2.43)$$

Плечо действия усилий в шпильках, мм:

$$b = 0.5(D_6 - D_{\text{српр}}) = 30 \text{ мм}; \quad (3.2.44)$$

Плечо усилия от действия давления на фланец для всех типов фланцев:

$$e = 0.5(D_{\text{српр}} - D_{\text{флвн}} - s_{\text{вт}}) = 18; \quad (3.2.45)$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения с крышкой:

$$\gamma = \frac{1}{y_{\text{п}} + y_6 \frac{E_{620}}{E_6} + (y_{\text{ф}} \frac{E_{\text{Л1}}}{E_1} + y_{\text{кр}} \frac{E_{\text{Л1}}}{E_2}) b^2} = 2,857 \cdot 10^6; \quad (3.2.46)$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внутренним давлением или внешней осевой силой для соединения фланца с плоской крышкой:

$$\alpha = 1 - \frac{y_{\text{п}} - (e y_{\text{ф}} + y_{\text{кр}} b) b}{y_{\text{п}} + y_6 + b^2 (y_{\text{ф}} + y_{\text{кр}})} = 1,364; \quad (3.2.47)$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внешним изгибающим моментом:

$$\alpha_M = \frac{y_6 + 2y_{фн}b(b + e - \frac{e^2}{D_{српр}})}{y_{п} + y_6(\frac{D_6}{D_{српр}})^2 + 2y_{фн}b^2} = 0,892; \quad (3.2.48)$$

Нагрузка, вызванная стесненностью температурных деформаций в соединениях с приварными встык и плоскими фланцами:

$$Q_t = \gamma \left(\alpha_{фл1} \cdot h_{толщфл}(t_{фл} - 20) + \alpha_{фл1} \cdot h_{кр}(t_{кр} - 20) - \alpha_6(h_{толщфл} + h_{кр})(t_6 - 20) \right) \\ = 17863,5 \text{ Н}; \quad (3.2.49)$$

Расчетная нагрузка на шпильки при затяжке, необходимая для обеспечения в рабочих условиях давления на прокладку, достаточного для герметизации фланцевого соединения, Н:

$$P_{61} = \text{Max} \left[\left\{ \alpha(Q_d + F) + R_{п} + \frac{4\alpha_M}{D_{нарпр}} \right\}, \left\{ \alpha(Q_d + F) + R_{п} + \frac{4\alpha_M}{D_{нарпр}} - Q_t \right\} \right] = 419411 \text{ Н}; \quad (3.2.50)$$

Усилие, необходимое для смятия прокладки при затяжке, Н:

$$P_{обж} = 0.5D_{нарпр}b_{прэф} \cdot q_{обж} = 448750 \text{ Н}; \quad (3.2.51)$$

Расчетная нагрузка на шпильки при затяжке, необходимая для обеспечения обжатия прокладки и минимального начального натяжения шпилек, Н:

$$P_{62} = \text{Max}[P_{обж}, 0.4A_6\sigma] = 901600 \text{ Н}; \quad (3.2.52)$$

Расчетная нагрузка на шпильки фланцевых соединений при затяжке фланцевого соединения, Н:

$$P_{6м} = \text{Max}[P_{61}, P_{62}] = 901600 \text{ Н}; \quad (3.2.53)$$

Расчетная нагрузка на шпильки фланцевых соединений в рабочих условиях:

$$P_{6р} = P_{6м} + (1 - \alpha)(Q_d + F) + Q_t + \frac{4(1 - \alpha_M)}{D_{нарпр}} = 134035 \text{ Н}; \quad (3.2.54)$$

3.3.4.6. Проверка прочности шпилек и прокладки

Расчетные напряжения на шпильках, МПа:

- при затяжке, МПа:

$$\sigma_{61} = \frac{P_{6м}}{A_6} = 92 \text{ МПа}; \quad (3.2.55)$$

Проверка условий прочности шпилек при затяжке условиях:

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} \sigma_{61} \geq \sigma, \text{Print}["\text{Условие прочности при затяжке не выполняется}"], \\ \sigma_{61} \leq \sigma, \text{Print}["\text{Условие прочности при затяжке выполняется}"] \end{array} \right]$$

Условие прочности при затяжке выполняется

- в рабочих условиях, МПа:

$$\sigma_{62} = \frac{P_{6p}}{A_6} = 95,3 \text{ МПа}; \quad (3.2.56)$$

Проверка условий прочности шпилек в рабочих условиях:

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} \sigma_{62} \geq \sigma, \text{Print}["\text{Условие прочности при затяжке не выполняется}"], \\ \sigma_{62} \leq \sigma, \text{Print}["\text{Условие прочности при затяжке выполняется}"] \end{array} \right]$$

Условие прочности при затяжке выполняется

Удельное давление на прокладку, МПа:

$$q = \frac{\text{Max}[P_{6m}, P_{6p}]}{\pi D_{\text{нарпр}} b_{\text{пр}}} = 22,395 \text{ МПа}; \quad (3.2.57)$$

Условие прочности прокладки (проверяется для мягких прокладок):

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} q \geq q_d, \text{Print}["\text{Условие прочности при затяжке не выполняется}"], \\ q \leq q_d, \text{Print}["\text{Условие прочности при затяжке выполняется}"] \end{array} \right]$$

Условие прочности при затяжке выполняется

3.3.4.7. Расчет фланцев на статическую прочность

Расчетный изгибающий момент, действующий на приварной встык фланца при затяжке, Н·мм:

$$M_m = G_F P_{6m} b = 2,7 \cdot 10^6 \text{ Н} \cdot \text{мм}; \quad (3.2.58)$$

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец в рабочих условиях, Н·мм:

$$\begin{aligned} M_p &= G_F \text{Max}[P_{6p} b + (Q_d + Q_{FM}) e, \text{Abs}[Q_d + Q_{FM}] e] \\ &= 4,115 \cdot 10^7; \end{aligned} \quad (3.2.59)$$

Проверка углов поворота фланцев.

Угол поворота приварного встык фланца, плоского фланца:

$$\theta = M_p y_{\phi} \frac{E_{620}}{E_6} = 0,00126; \quad (3.2.60)$$

Допускаемый угол поворота приварного встык плоского фланца принимаем 0,005:

$$\theta_d = 0,07;$$

$$\text{If} = \left[\begin{array}{l} \theta \geq \theta_d, \text{Print}["\text{Условие поворота фланца не выполняется}"], \\ \theta \leq \theta_d, \text{Print}["\text{Условие поворота фланца выполняется}"] \end{array} \right]$$

Условие поворота фланца выполняется

3.3.5. Расчет массы аппарата

Расчет веса корпуса аппарата [2]:

Вес обечайки:

Наружный диаметр цилиндрической обечайки, м:

$$N[d_n = (D_{\text{вн}} + 2s_{\text{обечайкидейств}})/1000] = 0,804 \text{ м}; \quad (3.2.61)$$

Внутренний диаметр аппарата, м:

$$N[d_{\text{вн}} = D_{\text{вн}}/1000] = 0,8 \text{ м}; \quad (3.2.62)$$

Плотность металла, кг/м³:

$$\rho_{\text{мет}} = 7800 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

Высота цилиндрической обечайки аппарата, м :

$$l_{\text{длоб}} = L/1000 = 22 \text{ м}; \quad (3.2.63)$$

Расчет массы обечайки аппарата, кг:

$$m_{\text{цилл}} = 0.785(d_n^2 - d_{\text{вн}}^2)\rho_{\text{мет}}l_{\text{длоб}} = 29450 \text{ кг}; \quad (3.2.64)$$

Масса одной эллиптической крышки аппарата с отбортовкой выбирается в соответствии с ГОСТ 6533-78, кг [8]:

$$m_{\text{к}} = 2112 \text{ кг};$$

Принимаем, что масса вспомогательных устройств (штуцеров, измерительных приборов, люков и т.д.) составляет 30% от основной массы сепаратора, тогда:

Масса пустого аппарата, кг:

$$m_{\text{ап}} = 1.3(2m_{\text{к}} + m_{\text{цилл}}) = 43776,2 \text{ кг}; \quad (3.2.65)$$

Расчет массы воды при гидроиспытании, кг:

$$\rho_{\text{воды}} = 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$
$$N\left[m_{\text{воды}} = \pi \frac{d_{\text{вн}}^2}{4} l_{\text{длоб}} \rho_{\text{воды}}\right] = 199742 \text{ кг}; \quad (3.2.66)$$

Масса аппарата заполненного водой, кг:

$$m_{\text{мах}} = m_{\text{ап}} + m_{\text{воды}} = 243519 \text{ кг}; \quad (3.2.67)$$

Вес аппарата, Н:

$$G_{\text{ап}} = m_{\text{мах}} g = 2,388 \cdot 10^6 \text{ Н}; \quad (3.2.68)$$

Нагрузка от собственной массы на одну опору, Н:

$$F = G_{\text{ап}} = 2,388 \cdot 10^6 \text{ Н}; \quad (3.2.69)$$

Переводим нагрузку в МН:

$$F_{\text{ап}} = F/10^6 = 2,388 \text{ МН}; \quad (3.2.70)$$

3.3.5.1. Расчет опорной стойки

Исходные данные:

$b_{1max} := 187.5$ мм - максимальная длина ребра опоры;

$C_1 := 22$ мм- расстояние от края стойки до середины крепления фундаментного болта;

$d := 520$ мм - диаметр расположения фундаментных болтов;

$B := 130$ мм - сторона квадрата опорной поверхности стойки на фундамент;

$l := 220$ мм - длина линии контакта опоры с днищем;

$K := 8$ мм - скос ребра опоры;

$\alpha_2 := 40\text{deg}$ - угол наклона меридиональной касательной у опорной окружности днища;

$n := 2$ - количество опор.

Горизонтальные усилия на опорную стойку вычисляем по формуле, Н:

$$F_1 = \frac{G_{\text{аппарата}}}{n} = 8,193 \cdot 10^3; \quad (3.2.71)$$

Меридиональный момент, передаваемый опорой на днище, вычисляют по формуле, Н*мм:

$$M_1 = \frac{F_1 \cdot (b_{1max} - B + K)}{3} = 1,789 \cdot 10^5 \quad (3.2.71)$$

Проверка несущей способности эллиптического днища

Допускаемое нормальное усилие для неподкрепленного эллиптического днища вычисляют по формуле, мм:

$$d'_4 = d + 2 \cdot C_1 - K - b_{1max} = 368,5 \quad (3.2.71)$$

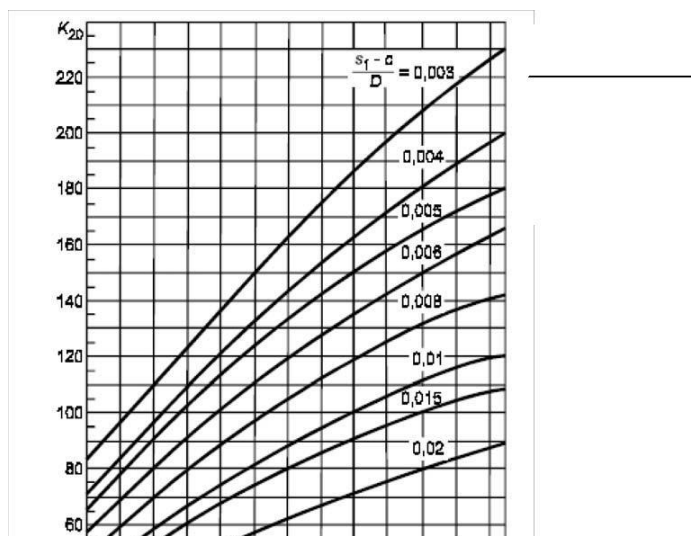


Рисунок 3.3.10. Коэффициент K_{20}

Параметры графика:

$$\frac{s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1}{D_{\text{внут}}} = 7.5 \times 10^{-3},$$

$$\frac{1}{D_{\text{внут}}} = 0.275$$

Отсюда $K_{20} := 100$

Допускаемое нормальное усилие для неподкрепленного эллиптического днища вычисляют по формуле, Н:

$$F = 0,25 \cdot K_{20} \cdot \sigma_{\text{и}} \cdot (s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1)^2 \cdot \left(0,2 + \frac{d_4}{D_{\text{внут}}} \right) = 5,233 \cdot 10^4 \quad (3.2.72)$$

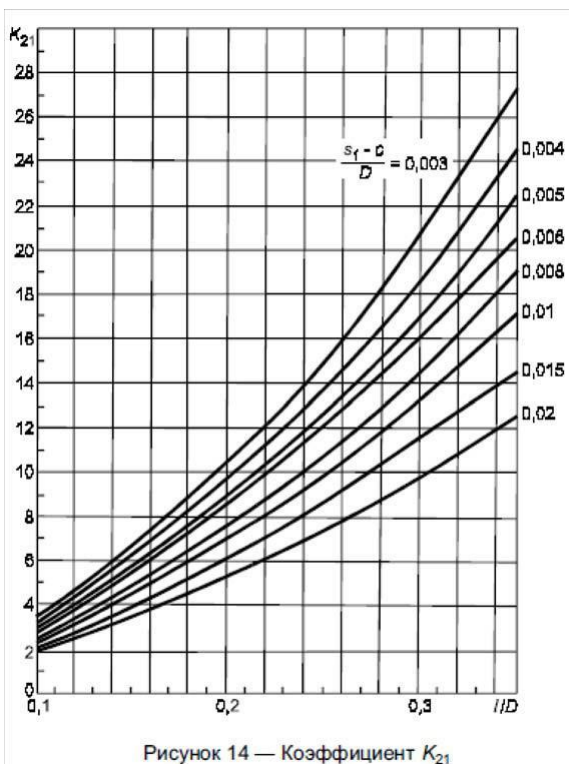


Рисунок 3.3.11. Коэффициент K_{21}

Параметры графика:

$$\frac{s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1}{D_{\text{внут}}} = 7.5 \times 10^{-3} ,$$

$$\frac{1}{D_{\text{внут}}} = 0.275$$

Отсюда $K_{21} := 14$

Допускаемое меридиональный момент для неподкрепленного эллиптического днища вычисляют

по формуле, Н*мм:

$$M = 0,25 \cdot K_{21} \cdot \sigma_{\text{и}} \cdot (s_{\text{исп.эл.крышки}} - c_1)^2 \cdot \left(0,2 + \frac{d_4}{D_{\text{внут}}}\right) \cdot D_{\text{внут}} =$$

$$= 5,861 \cdot 10^6 \quad (3.2.73)$$

Несущую способность днища в месте приварки опоры следует проверять по формуле:

$$W = \frac{F_1 \cdot \sin \alpha_2}{F} + \frac{M_1}{M} + \frac{P_{\text{исп.расч}}}{P_{\text{доп.испыт.кр}}} = 0,241 \quad (3.2.73)$$

Проверка несущей способности эллиптического днища

If = $\begin{bmatrix} W \geq 1, \text{Print}["\text{Условие не выполняется}], \\ W \leq 1, \text{Print}["\text{Условие выполняется}"] \end{bmatrix}$

Условие поворота фланца выполняется

4. Литературный обзор

Сепарация газа от нефти происходит под влиянием гравитационных, инерционных сил и за счет селективной смачиваемости нефти.

Гравитационная сепарация осуществляется вследствие разности плотностей жидкости и газа, т.е. под действием их силы тяжести.

Инерционная сепарация происходит при резких поворотах газонефтяного потока, при этом жидкость, как более инерционная, продолжает двигаться по прямой, а газ меняет свое направление. В результате происходит их разделение. На этом принципе построена работа гидроциклонного газосепаратора, осуществляемая подачей газонефтяной смеси в циклонную головку, в которой жидкость отбрасывается к внутренней поверхности и затем стекает вниз в нефтяное пространство газосепаратора, а газ двигается по центру циклона.

Пленочная сепарация основана на явлении селективного смачивания жидкости на металлической поверхности. При прохождении потока газа с некоторым содержанием нефти через жалюзийные насадки (каплеуловители) капли нефти, соприкасаясь с металлической поверхностью, смачивают ее и образуют на ней сплошную жидкостную пленку. Жидкость на этой пленке держится достаточно хорошо и при достижении определенной толщины начинает непрерывно стекать вниз. Это явление называется эффектом пленочной сепарации или *адгезией*. Жалюзийные сепараторы работают на этом принципе.

4.1. Технология подготовки нефти от газа.

Продукция скважин нефтяных месторождений поступает на узел подключения и объединившись в распределительном коллекторе, обрабатывается деэмульгатором - для более эффективного отстоя воды, и ингибитором солеотложений, для предотвращения солеотложения в трубопроводах и на внутренних полостях технологического оборудования УПН, затем водонефтяная эмульсия поступает в нефтегазосепараторы со сбросом воды. В НГСВ осуществляется отбор газа первой ступени, а так же сброс отстоявшейся пластовой воды. Отделившийся газ поступает в газосепараторы ГС для очистки его от капельной жидкости. Из газосепараторов ГС газ транспортируется на ГТЭС. Также из газосепараторов ГС предусмотрена подача газа в факельный коллектор высокого давления: пройдя узел учета газа и расширительные камеры РК (где выпадает конденсированная капельная влага за счет снижения давления) газ поступает на факел высокого давления, где происходит его сжигание. Возможна подача газа в оба направления одновременно. Пластовая вода из НГСВ отводится в резервуары РВС-3000 Р-3, 4.

После НГСВ жидкость объединившись в один поток, поступает в отстойники нефти ОН, где происходит предварительное обезвоживание нефти. Отвод воды из отстойников нефти предусмотрен двумя параллельными потоками в РВС-3000 и РВС-3000, соответственно для дальнейшей подготовки подтоварной воды.

Пройдя через отстойники нефти, частично обезвоженная нефть поступает на концевые сепарационные установки КСУ, где происходит глубокая дегазация нефти (отбор газа второй ступени сепарации). Выделившийся газ, из КСУ поступает в факельный коллектор низкого давления, и пройдя узел учета газа и расширительную камеру РК (где выпадает конденсированная капельная влага за счет снижения давления) поступает на факел низкого давления, где происходит его сжигание.

Нефть из концевых сепарационных установок поступает в технологические резервуары РВС-5000. Для гравитационного отстоя нефти (в процессе коагуляции капли воды, интегрируются в более крупные и тяжелые и под действием сил тяжести (гравитации) оседают на дно и скапливаются в виде слоя подтоварной воды).

Отвод подтоварной воды из РВС-5000 предусмотрен в РВС-3000, где происходит подготовка подтоварной воды. Из РВС-3000 подтоварная вода самотеком, за счет разностей уровней, транспортируется на БКНС (прием насосов и в РВС-3000).

Нефть из РВС-5000 подается в приемораздаточный патрубок с высотной отметки $h=7$ м на прием насосных агрегатов ЦНС и далее через узел учета нефти поступает в напорный трубопровод для перекачки нефти.

Опасные и вредные свойства нефти и входящих в ее состав легких и тяжелых углеводородных фракций (газожидкостной нефтегазовой среды):

- взрывопожароопасность нефтегазовой среды;
- токсичность нефтегазовой среды;
- химическая агрессивность отдельных фракций и компонентов нефтегазовой среды;
- способность нефтегазовой среды проникать в закрытые полости и пространства, здания и сооружения, скапливаться в различных углублениях и распространяться на большие расстояния и площади по воздуху, земле и водной поверхности.

Большие единичные мощности и высокая энерговооруженность:

- значительные потенциально опасные разрушительные способности технологического оборудования при их поломках, повреждениях или авариях;
- опасные значения электрического напряжения;
- опасные или потенциально опасные значения технологических параметров, в том числе высокое давления, большие объемы и потоки нефти, газов, химических веществ, постоянно участвующие в технологическом процессе, в отдельных случаях высокая температура наружных поверхностей оборудования.

Технологические особенности:

- непрерывный характер технологического процесса, осуществляемый круглосуточно, независимо от различных климатических и сезонных изменений состояния окружающей среды;
- необходимость проведения профилактических и ремонтных работ при непрерывном технологическом цикле;
- большие скорости распространения волн давления, в том числе от гидравлических ударов, возникающих при различных изменениях режимов, аварийных остановках технологического оборудования, авариях с нарушением герметичности трубопроводов, сосудов и другого оборудования.

Широта диапазона и специфики работ на объекте, в том числе связанных с обслуживанием электротехнического и механико-технологического оборудования, средств и систем измерения, автоматики, насосных станций, сосудов и емкостей, необходимость производства ремонтных и общестроительных работ, погрузо-разгрузочных работ с использованием стационарных ГПМ, использование специальной техники для производства работ, больших объемов электрогазосварочных, газоопасных и других работ повышенной опасности.

Основными источниками вредных для здоровья человека продуктов являются:

- выхлопы газообразных нефтепродуктов от дыхательных клапанов дренажных емкостей;
- «дыхание» расходной емкости деэмульгатора.

К наиболее опасным местам на УПН относятся:

- Насосная перекачки нефти;
- Насосная некондиционной нефти;
- УУН;
- БКК,
- УУВ,
- УУГ;
- Насосная подтоварной жидкости,

- Площадка НГСВ, ГС и ВГС;
- Площадка ОН и КСУ;
- Площадка ПТБ-10;
- БРХ;
- Резервуарный парк;
- Электрощитовая;
- Склад хим. реагента.

К газоопасным местам на УПН относятся:

- Насосная перекачки нефти;
- Насосная некондиционной нефти;
- УУН;
- БКК;
- УУВ;
- УУГ;
- Насосная подтоварной жидкости,
- Площадка НГСВ, ГС и ВГС;
- Площадка ОН и КСУ;
- Площадка ПТБ-10;
- Резервуарный парк;
- Факельное хозяйство;
- БРХ;
- Склад хим. реагента.

Основные мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение технологического процесса

Технологический процесс на УПН ведется непрерывно в закрытых аппаратах. Отвод попутного нефтяного газа производится по закрытой схеме на факел, а подтоварная вода на БКНС.

Контроль за параметрами и управление технологическим процессом осуществляется дистанционно по приборам, установленным в операторной, со световой и звуковой сигнализацией, достижения предельно допустимых и аварийных значений.

Регулирование основных параметров, определяющих безопасность ведения технологического процесса, осуществляется в автоматическом режиме. При достижении аварийных значений параметров процесса, определяющих его взрывопожароопасность,

происходит остановка отдельного оборудования или срабатывание исполнительных механизмов предотвращающих развитие аварийной ситуации (открытие предохранительных клапанов, остановка насосов).

Для оперативного воздействия на технологический процесс имеется возможность дистанционного управления:

- пуском и остановкой насосного оборудования, вентиляционной установки в насосной;
- регулирующими клапанами;
- электроздвижками.

С целью своевременного обнаружения разгерметизации оборудования и загазованности территории (производственных помещений) оборудованы датчиками загазованности типа ГСМ-05, сигнал от срабатывания которых выведен на пульт управления в операторную и сблокирован с включением вытяжной вентиляции. Контроль состояния воздушной среды в насосной нефти и открытых площадок осуществляется путем анализа газовойоздушной среды (ГВС) переносным газоанализатором (СГГ-4М, СГГ-20) на основании схемы отбора проб. Анализ газовойоздушной среды в обычных условиях на технологической площадке, узле учета нефти и резервуарном парке, в насосной перекачки нефти, насосной некондиционной нефти проводить согласно графику периодичности отбора проб на загазованность. При угрозе ЧП (высокая температура, резкое повышение технологических параметров) анализ газовойоздушной среды во всех вышеуказанных местах следует проводить один раз в два часа. Все анализы газовойоздушной среды фиксировать в специальном журнале. При выходе из строя ГСМ-05 в насосной перекачки нефти периодичность отбора проб газовойоздушной среды проводить каждые 15 минут, до устранения неполадок ГСМ-05.

Производственные помещения установки имеют необходимое освещение и оборудованы системами электрического отопления, вентиляции и сигнализации загазованности. Установленное в них оборудование надежно закреплено, имеет герметичное уплотнение фланцевых соединений трубопроводов и вращающихся частей механизмов во избежание утечек продукта, ограждение вращающихся и движущихся частей насосов, посты управления и приборы контроля параметров работы, защитное заземление.

Оборудование открытых площадок имеет необходимые для обслуживания площадки и переходы. Территория установки имеет внешнее ограждение, оборудована дорогами и проездами, наружным освещением, знаками безопасности.

Защита работающих от производственных опасностей обеспечивается выполнением комплекса организационных, санитарно-технических мероприятий и средств, направленных на предотвращение воздействия на работающих вредных производственных факторов:

- Проведением систематического профилактического осмотра технического состояния оборудования и исправность ограждающих устройств;
- Надежной изоляцией токоведущих частей, защитным заземлением;
- Освещением рабочих мест в соответствии с нормами и требованиями;
- производственные помещения имеют систему электрического отопления, освещения и вентиляции (механическую и естественную);
- состав воздуха насосной нефти и узла учета нефти постоянно контролируется датчиками загазованности с выходом сигнала (светового и звукового) в операторную. При превышении содержания взрывоопасных паров углеводородов нефти выше 20 % от НКПР происходит включение вытяжной вентиляции, а при превышении 40% от НКПР происходит выключение вытяжной вентиляции;
- контроль состояния воздушной среды открытых площадок осуществляется переносными газоанализаторами;
- для защиты от шума и вибрации динамического оборудования помещения, в которых они расположены, изготовлены из звукопоглощающих материалов, оборудование надежно закреплено и периодически центруется, сбалансировано;
- основные параметры работы оборудования выведены в операторную;
- предусмотрено дистанционное управление пуском и остановкой оборудования;
- разработан план ликвидации аварий и проводятся учебно-тренировочные занятия с персоналом установки для отработки правильных действий.

Способы обезвреживания продуктов в аварийных случаях.

Площадки расположения оборудования УПН имеют железобетонные поддоны и отбортовку для исключения растекания нефти и нефтепродуктов при разгерметизации оборудования и трубопроводов.

При растекании нефтепродуктов по территории их необходимо убрать, используя для этого подручные средства, вакуумную машину. Грунт снять и вывезти в шламонакопитель, засыпав место разлива песком. Чтобы избежать растекания нефтепродуктов на территории, на большой площади в местах, не имеющих обвалования, необходимо выполнить земляное обвалование места разлива, после чего приступить к уборке.

Индивидуальные средства защиты работающих.

В соответствии с законодательством РФ о труде, обслуживающий персонал УПН обеспечивается средствами индивидуальной защиты (СИЗ) согласно «Норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты для работников основных профессий управляемых обществ.

Отдельные виды СИЗ предназначены для коллективного использования, такие как шланговые противогазы, антифоны, предохранительные пояса, диэлектрические коврики, диэлектрические перчатки и др.

Защита от статического электричества.

Для предупреждения возникновения искровых разрядов с поверхности оборудования, нефти и нефтепродуктов при движении по трубопроводам, заполнении/опорожнении и пропаривании емкостей, резервуара, применяется защитное заземление оборудования резервуаров и коммуникаций.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества следует, как правило, объединять с заземляющими устройствами для электрооборудования.

Все металлические и электропроводящие неметаллические части оборудования резервуаров должны быть заземлены независимо от того, применяются ли другие меры защиты от статического электричества.

Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год. Результаты измерений и ремонтов должны заноситься в специальный журнал.

С целью уменьшения потенциала статического электричества первоначальное заполнение аппаратов вести с минимальной скоростью, ввод нефтяной эмульсии в аппараты производить под слой нефти, воды.

В качестве устройств для отвода заряда внутри заполняемого резервуара могут применяться нейтрализаторы со струнами, клетки из заземленной металлической сетки.

Для предотвращения опасных искровых разрядов, накапливающихся на теле человека, находящегося во взрывоопасной зоне, должна быть обеспечена электростатическая проводимость обуви и пола, на котором находится человек.

5. Расчет средства защиты нефтегазового сепаратора от превышения давления.

Развитие химической промышленности сопровождается увеличением масштабов производства, мощности установок и аппаратов и усложнением технологических процессов и режимов управления производством. Вследствие усложнения и увеличения производства, защита производственного оборудования становится на первом месте.

В химической, нефтехимической промышленности, а так же на объектах подготовки и переработки нефти используется оборудование работающее под избыточным давлением. В соответствии с [13] сосуды работающие под давлением должны быть оснащены предохранительными устройствами от превышения давления выше разрешенного.

При эксплуатации технологического оборудования не редко возникают ситуации когда давление внутри сосуда превышает разрешенного значения. Чтобы избежать разрыв сосуда и увеличить срок эксплуатации необходимо устанавливать предохранительные устройства, работающие по принципу сброса из аппарата излишнего количества среды .

Актуальность данной темы выражена необходимостью обеспечения безопасности при эксплуатации сосудов работающих под давлением. Применение предохранительных клапанов является обязательным условием в промышленности.

Целью курсового проекта является расчет и подбор средств защиты от превышения давления для нефтегазового сепаратора.

5.1. Характеристика современного состояние проблемы

В настоящее время в мире все больше внимания уделяется вопросам обеспечения на высоком уровне защиты окружающей среды, безопасности жизнедеятельности и охране труда.

Одним из видов аварий на промышленных объектах являются взрывы технологического оборудования в результате превышения давления внутренней среды.

Не редки случаи, когда давление превышает допустимое значение, что может привести как к разгерметизации оборудования, так и к его полному разрушению.

Одним из возможных путей снижения подобного риска на промышленных объектах является применение предохранительных устройств. На их основе разрабатываются мероприятия по предупреждению возникновения аварий и предотвращению опасных последствий.

В Американском нефтяном институте (American Petroleum Institute – API), разработана система технического регулирования в области систем аварийного сброса, который является международным стандартом и распространяется на устройства сброса давления, применяемого в системах нефтепереработки, химических производств и в других подобных системах, рассчитанных на максимально допустимое рабочее давление [14].

Крупные российские потребители нефтегазового оборудования все чаще требуют от своих поставщиков, чтобы поставляемое оборудование соответствовало нормам стандартов API. Все чаще фирмы, не имеющие сертификата API, не допускаются к международным или даже российским тендерам. Эти требования налагаются и на предохранительные устройства.

В России существует нормативно – технический документ ГОСТ 12.2.085 – 2002 [15], который также используют при проектировании предохранительных устройств. Но поскольку он имеет ряд недостатков (не обеспечивает в необходимой мере безопасное ведение опасных технологических производств, ошибки допускаются как на стадии проектирования, так и сооружения объектов и их эксплуатации [16] многие фирмы отдают предпочтение международным стандартам.

5.2. Защита от превышения давления

Технологическое оборудование, в котором возможно аварийное повышение давления, представляет собой серьезную опасность при эксплуатации из-за возможности разрушения под действием давления рабочей среды. Поэтому во всех случаях, когда в аппарате может быть превышено предельно допустимое давление, аппарат должен быть надежно защищен от разрушения с помощью различных предохранительных устройств (ПУ), работающих по принципу сброса из аппарата излишнего количества среды.

Источниками аварийного роста давления в аппаратах могут являться внезапные, не предусмотренные рабочим процессом случаи:

- а) приток в аппарат газа, пара или жидкости при закрытом выходе из него;
- б) обогрев или нарушение охлаждения аппарата, в результате чего происходит нагрев газа или пара, испарение жидкости в нем или интенсификация химической реакции;
- в) взрыв среды в аппарате.

Причинами аварийного повышения давления могут являться:

- а) ошибки обслуживающего персонала;
- б) отказ запорно-регулирующей арматуры;

- в) нарушение функционирования системы автоматического управления;
- г) внезапное разрушение внутренних устройств аппарата: труб, змеевиков, рубашек и др.;
- д) замерзание охлаждающей воды;
- е) выход из-под контроля химических реакций;
- ж) интенсивный нагрев поверхности аппарата от внешнего источника, например в результате пожара, солнечной радиации и т. п. [17]

5.3. Расчет пропускной способности предохранительного клапана

За основу возьмем имеющийся в наличии стальной пружинно-предохранительный клапан СППК Ду50/Py16 17с12нж, на который также прилагается паспорт завода изготовителя. Произведем расчет пропускной способности данного СППК, тем самым определив, применим ли СППК на сосуда-воздухосборнике.

Тип предохранительного клапана - СППК Ду50/Py16 17с12нж

Сосуд - воздухосборник, установленный в компрессорной станции воздуха

Расчет пропускной способности ППК производится по ГОСТ 12.2.085-02. [5] Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности.

Пропускная способность ППК для газообразных сред (в кг/ч) рассчитывается по формуле:

$$G_{расч} = B_3 \cdot \alpha_1 \cdot F \cdot ((P_1 + 1) \cdot p)^{0.5}$$

$P_1 = 4.6 \text{ кгс/см}^2$, максимальное избыточное давление перед ППК

ρ_1 - плотность реального газа перед клапаном при параметрах P_1 и T_1 , кг/м³,

рассчитывается по формуле:

$$p = \frac{(P_1 + 0.1) \cdot 10^4}{(B_4 \cdot R \cdot T)}$$

$T_1 := 293 \text{ K}$, температура среды под клапаном

$R = 52.6 \frac{\text{кгс} \cdot \text{м}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}$ - газовая постоянная для воздуха, выбирается по таблице А1 [5]

$B_4 := 1$ - коэффициент сжимаемости реального газа для воздуха, выбирается по справочному значению таблицы А2 [5]

$$p = \frac{(P_1 + 0.1) \cdot 10^4}{(B_4 \cdot R \cdot T)} = 3.05 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$F=706.5 \text{ мм}^2$ - площадь сечения клапана, равная наименьшей площади сечения в проточной части, выбирается по паспорту клапана, при отсутствии сведений в паспорте - по каталогам завода-изготовителя

$\alpha_1 = 0.6$ - коэффициент расхода клапана, выбирается по паспорту клапана, при отсутствии сведений в паспорте - по каталогам завода-изготовителя

B_3 - коэффициент, учитывающий физико-химические свойства газа при рабочих

параметрах, рассчитывается по формулам: $B_3 = 1.59 \cdot \sqrt{\frac{k}{k+1} \cdot \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{1}{k-1}}}$ при $\beta \leq \beta_{кр}$, или

$$B_3 = 1.59 \cdot \sqrt{\frac{k}{k-1}} \cdot \sqrt{\left(\frac{P_2 + 0.1}{P_1 + 0.1}\right)^{\frac{2}{k}} - \left(\frac{P_2 + 0.1}{P_1 + 0.1}\right)^{\frac{k+1}{k}}}$$

$K=1,3$ -показатель адиабаты, выбирается по таблице А1[5]

β - отношение давлений перед и за предохранительным клапаном, рассчитывается по формуле:

$$\beta = \frac{P_2 + 0.1}{P_1 + 0.1}$$

$P_2 := 0 \text{ кгс/см}^2$, максимальное избыточное давление за предохранительным клапаном

$$\beta := \frac{P_2 + 0.1}{P_1 + 0.1} = 0.127$$

$B_3=0,503$

Таким образом, пропускная способность предохранительного клапана составляет:

$$G_{расч} = 0,503 \cdot 0,6 \cdot 706,5 \cdot ((4,6 + 1) \cdot 3,05)^{0,5} = 881,245 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}$$

Переведем полученное значение в ($\text{м}^3/\text{час}$) по формуле:

$$G_{общ} = G_{расч} \cdot p = 288,93 \text{ м}^3/\text{час}$$

Вывод: Максимальная пропускная способность предохранительного клапана СППК Ду50/Ру16 составляет – 288,93 $\text{м}^3/\text{час}$. При максимальном поступлении рабочей среды в сосуд – 285 $\text{м}^3/\text{час}$ запас пропускной способности предохранительного клапана СППК Ду50/Ру16составляет -1,36%.

Заключение по проделанной работе

В ходе выполнения курсового проекта рассмотрены основные способы защиты оборудования от аварийного превышения давления, а также различные виды предохранительных устройств.

Приведены основные нормы и методы расчета, подбора и проектирования предохранительных устройств, рассмотрено современное программное обеспечение, применяемое при проектировании средств защиты.

Произведен расчет и подбор предохранительного пружинного полноподъемного фланцевого клапана типа СППК4 – 16 с диаметром 50 мм на условное давление 1,6 МПа. Исполнение 17нж13ст, характеристика среды А – агрессивная.

6. Социальная ответственность

6.1. Характеристика объекта исследования

Пункт подготовки и сбора нефти (УПН «Двуреченского») входит в состав цеха подготовки и перекачки нефти №6 (ЦППН-6) и предназначен для окончательного разгазирования и обезвоживания нефти.

Подготовка нефти осуществляется в аппаратах, работающих под избыточным давлением на установке подготовки нефти (УПН).

Газожидкостная смесь после узлов учета нефти (УУН) поступает в нефтегазовый сепаратор (НГСВ). Перед входом в сепараторы предусмотрена подача деэмульгатора и ингибитора.

Добавление деэмульгатора в сырую нефть дает возможность разрушить слои природных стабилизаторов нефтяной эмульсии, входящих в состав защитных оболочек глобул воды и способствует их переводу с границы раздела фаз в объем.

Горячая нефть после НГСВ поступает в отстойники нефти, а затем в сепараторы концевой ступени сепарации, где происходит полное разгазирование. Далее нефть поступает в РВС для стабилизации нефти.

После обезвоживания и обессоливания, нефть перекачивается насосами внутренней перекачки (НВП) в резервуарный парк.

Аппараты находятся на открытых площадках. Наблюдение за процессом ведется операторами при помощи центрального пульта управления (ЦПУ), а так же с периодическим обходом оборудования.

6.2. Производственная безопасность

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при вакуумной перегонке мазута по ГОСТ 12.0.003-74

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003 – 74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Насосная внутренней и магистральной перекачки перекачки нефти;	1.Повышенный уровень шума; 2.Недостаточность освещения рабочей зоны;	1.Процесс ведется под избыточным давлением; 2.Электрическое напряжение.	Параметры безопасности труда устанавливаются ГОСТ 12.0.001 – 82 Параметры определения шумовых характеристик устанавливаются ГОСТ 12.1.003 – 83 Параметры электрического напряжения устанавливаются ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ.
2.Площадка электродигидраторов (ЭГ);	1.Климатические условия; 2. Загазованность рабочей зоны;	1. Электрическое напряжение; 2. Процесс ведется под избыточным давлением.	Параметры электрического напряжения устанавливаются ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Работа с сосудами под давлением устанавливается ПБ 10 – 115 – 96.
3. Площадка печей (ПТБ)	1. Загазованность рабочей зоны	1. Опасность термических ожогов. 2. Опасность взрыва и пожара.	Опасность термических ожогов устанавливаются по РД 153-34.0-03.702-99. Опасность взрыва и пожара по ГОСТ 12.1.010–76 СБТ ПДК устанавливаются ГН 2.2.5.1313. – 03.
4. Резервуарный парк (РВС)	1. Климатические условия; 2. Загазованность рабочей зоны;	1.Обслуживание оборудования на высоте; 2. Отравление при повышении ПДК.	Правила работы на высоте устанавливаются ПОТ РМ 012-2000. ПДК устанавливаются ГН 2.2.5.1313. – 03.

6.2.1. Загазованность рабочей зоны

В соответствии с ГОСТ 31378 – 2009 [19] нефть и нефтепродукты представляет собой темную, горючую жидкость со специфическим запахом. Цвет и запах нефти обуславливается присутствием азотсодержащими, серосодержащими и кислородсодержащими компонентами.

Нефть и нефтепродукты содержат легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека.

Нефть относится, по степени воздействия на организм человека, относится к 3-му классу опасности в соответствии ГОСТ 12.1.007 - 76 [20].

6.2.2. Воздействие на организм человека

Нефть и нефтепродукты при перекачке и отборе проб относится к 3-му классу опасности, ПДК аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны не более 10 мг/м³ [21].

При хранении и лабораторных испытаниях, нефть относится к 4-му классу опасности с ПДК по алифатическим предельным углеводородам C₁ – C₁₀ не более 300мг/м³[21].

Нефть и нефтепродукты содержат легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека, а также азотсодержащие, серосодержащие и кислородсодержащими компоненты.

Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела.

Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния [19].

6.2.3. Предлагаемые средства защиты

При работе с нефтью и нефтепродуктами применяют средства индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.011, ГОСТ 12.4.103, ГОСТ 12.4.111, ГОСТ 12.4.112.

Для индивидуальной защиты в местах с концентрацией паров нефти, превышающей ПДК, применяют противогазы марки БКФ, шланговые противогазы марки ПШ-1 или аналогичные в соответствии с ГОСТ 12.4.034.

Для защиты кожи рук применяют защитные рукавицы, мази и пасты по ГОСТ 12.4.068.

Для защиты глаз использовать очки типа ЭП2-80.

Для коллективной защиты от воздействия паров нефти помещения, в которых проводят работы, должны быть снабжены приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением,

отвечающей требованиям ГОСТ 12.4.021. В местах возможного выделения химических веществ в воздух рабочей зоны должны быть оборудованы местные вытяжные устройства [22].

6.2.4. Недостаточное производственное освещение

Для нормализации визуальной обстановки в рабочих помещениях представляют собой осветительные проемы, фонари, прожекторы, защитные устройства.[23]

Таблица 6.2 – Нормы освещенности рабочих мест по ГОСТ Р 55710 - 2013

Наименование помещений, зрительной работы и вида деятельности	$E_{экс}$, лк	U_0 , не менее	R , не более	R_a , не менее	K_p , %, не более
Производственные процессы с дистанционным управлением	50	0,4	-	20	-
Процессы с частичным применением ручного труда.	150		28	40	
Постоянная ручная работа на производственных установках.	300	0,6	22	80	20

6.2.5. Повышенный уровень шума на производстве

Основным источником шума является насосная внутренней перекачки (НВП), насосная магистральной перекачки (НМП). Нормирующими характеристиками постоянного шума на рабочих местах являются уровни звуковых давлений в октановых полосах 78 дБА со среднегеометрическими частотами 500 Гц. А нормирующий уровень 80 дБА. Следовательно уровень шума соответствует ГОСТ 12.1.003 – 83 [24].

Основные организационные мероприятия по борьбе с шумом следующие:

- размещения оборудования, являющегося источником шума, в отдельных помещениях;
- расположение цехов с повышенным уровнем шума в отделении от малозумных помещений;
- применение индивидуальных средств защиты от шума и вибрации, проведение санитарно-профилактических мероприятий для рабочих, занятых на вибро-акустически активном оборудовании [25].

6.2.6. Электробезопасность

Источниками электрической опасности являются:

- оголенные части проводов или отсутствие изоляции;

- отсутствие заземления;
- замыкания;
- статическое напряжение.

От токоведущих частей электроустановок человека защищают изолирующие защитные средства. Они подразделяются на основные и дополнительные. Основными изолирующими средствами защиты разрешается прикасаться к токоведущим частям электроустановок, имеющих рабочее напряжение до 1000 Вольт. В первую очередь, к таким защитным средствам относится слесарно-монтажный инструмент, снабженный изолирующими рукоятками – плоскогубцы, ножи, отвертки и т.п. Ч

Электробезопасность работающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением следующих мероприятий [26]:

1. Соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей;
2. Изоляция токопроводимых частей;
3. Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
4. Использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
5. Применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;
6. Использование средств защиты и приспособлений.

6.2.7. Пожарная безопасность

Обеспечение пожарной безопасности зданий и сооружений производится в соответствии с требованиями Федерального закона от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» - каждый объект защиты должен иметь систему обеспечения пожарной безопасности. Причины возникновения пожаровзрывоопасной ситуации :

- Разгерметизация трубопроводов в местах соединения;
- Проведение огневых работ без первичных средств пожаротушения;
- Разгерметизация оборудования с возгоранием;
- Большое количество резервуаров, емкостей и аппаратов, в которых имеются пожароопасные продукты под высоким давлением и высокой температуре, разветвленная сеть технологических трубопроводов с многочисленной запорно-пусковой и регулирующей арматурой и контрольно-измерительными приборами;
- Высокая теплота сгорания веществ и материалов [27].

Таблица 6.3 – Доля каждой причины в общем числе аварий.

Причины аварийной ситуации	Доля от общего числа аварий, %
Пожары, вспышки, загорания	58,5
Аварийная загазованность	17,9
Взрывы и хлопки	15,1
Прочие	8,5

В свою очередь, пожары, взрывы и аварийная загазованность могут быть следствием возникновения следующих аварийных ситуаций:

- Использование неисправного оборудования;
- Нарушение технологического режима;
- Пуск неисправной технологической линии (аппарата) установки;
- Нарушение правил ремонтных работ;
- Несоблюдение правил остановки технологической установки [27].

6.2.8. Пожарно-профилактические мероприятия

На основании анализа пожарной опасности технологического процесса, с учетом режимов работы технологического оборудования проведем пожарно-профилактические мероприятия [28].

Таблица 6.4 – Пожара-профилактические мероприятия[29]

Наименование технического оборудования	Пожара-профилактические мероприятия
<u>Сепараторы:</u> - защита аппаратов от перепада давления; - контроль температуры; - контроль уровня внутри аппарата;	Устанавливаются предохранительные клапана (ПК); Контроль температуры среды в аппарате. Предусмотрен контроль уровня внутри аппарата.
<u>Резервуары вертикальные стальные (РВС):</u> - оборудованы аварийным сливом; - контроль уровня нефтепродуктов;	Оборудуются сигнализацией по верхнему и нижнему пределу.

6.2.9. Термическая опасность. Повышенная температуры поверхностей

Источником термической опасности в соответствии с РД 153-34.0-03.702-99 могут являться:

- Соединительные магистрали передачи жидкостей, нагретых до высокой температуры;
- Нагретые поверхности узлов электрооборудования и гидрооборудования;
- Опасность выплеска жидкости под высоким давлением;

После контакта с данным видом термической опасности, вызывает у человека покраснение кожи, возникновение волдырей, повреждение слоя эпидермиса. Так же получение степени ожога (1,2,3,4) [30].

Для защиты рабочих от термической опасности в соответствии с ГОСТ Р 53010-2008, изолируют трубные обвязки, установленные рядом с рабочим местом оператора.

6.3. Экологическая безопасность

Подготовка нефти это многостадийный процесс, который включает в себя обезвоживание и обессоливание нефти.

Подготовка нефти не является безотходным процессом. При подготовке нефти так же возможны выбросы в атмосферу. Экология подготовки нефти включает в себя проблемы загрязнение атмосферы, гидросферы и литосферы.

6.3.1. Защита жилой зоны

Для промышленных объектов и производств, сооружений, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека устанавливаются следующие ориентировочные размеры санитарно-защитных зон:

- промышленный объект по переработке нефти относится к первому классу опасности - 1000 м.

Так же в таблице 6.5 представлены рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти [31].

Таблица 6.5 - Рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти по СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03

Элементы застройки	Расстояние в м при диаметре труб, мм			
	До 300	300-600	600-1000	1000-1400
Города и поселки	75	100	150	200
Отдельные малоэтажные жилища	50	50	75	100
Гидротехнические сооружения	300	300	300	300
Водозаборы	3000	3000	3000	3000

6.3.2. Воздействие объекта на атмосферу

Основные источники загрязнения при подготовки нефти это выбросы вредных веществ в атмосферу с факела. При сжигании попутного нефтяного газа на факелах высокого и низкого давления в атмосферу выбрасывается большое количество загрязняющих веществ [32]:

- Диоксид азота;

- Углерод черный (сажа);
- Оксид углерода;
- Метан;
- Бензапирен.

Таблица 6.6 - Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест по ГН 2.1.6.1338 – 03

Наименование вещества	Формула	Величина ПДК, мг/м ³		Класс опасности
		Максимально разовое	Средне суточное	
Безол	C ₆ H ₆	0,3	0,1	2
Хлор	Cl ₂	0,1	0,03	2
Оксид углерода	CO	5	3	4
Свинец	Pb	0,001	0,0003	1
Диоксид серы	SO ₂	0,5	0,1	3
Диоксины	C ₁₂ H ₁₄ C ₁₄ O ₂	-	0,5 пг/м ³	1
Оксид азота	NO ₂	0,085	0,04	2

С целью охраны воздушного бассейна, выполняются следующие технологические мероприятия, обеспечивающие минимальные выбросы в атмосферу:

- установка трубных расширителей на факельном газопроводе с целью исключения сгорания жидких фракций углеводородов на факеле;
- Перед подачей газа на факела, использовать очистку газа от токсичных на абсорбционных установках [29].

6.3.3. Воздействие объекта на гидросферу

Загрязненные стоки на установке подготовки нефти (УПН) перегонки а образуются за счет конденсации насыщенного водяного пара, используемого для пропарки оборудования, либо при отгрузке нефти.

Для предотвращения попадания вредных веществ в водоемы за пределы производственной площадки, предусмотрено:

- Обвалование площадок, где возможен разлив продукта;
- Дренажные емкости для сбора возможных розливов продукта и загрязнения при этом дождевых и талых вод и последующем отведении их в систему ППД для совместного использования в технологическом процессе;.

Сточные воды канализации проходят механическую очистку и доочистку на биологических очистных сооружениях завода.[33]

6.3.4. Воздействие объекта на литосферу

На предприятии только в процессе глубокого обессоливания и обезвоживания нефти выделяется около 26-30т. твердых солей и механических примесей, содержащих в своем составе до 35% смеси углеводородов и 35-60% воды.

Таким образом, нефтеперерабатывающее предприятие "вырабатывают" более 100 т в сутки твердых, нефтесодержащих и пожароопасных отходов [34].

Таблица 6.7– Утилизация твердых отходов [29]

Наименование отхода	Место складирования, транспортировка	Периодичность образования	Место захоронения, утилизация
Нефтешлам	Специально оборудованная площадка с контейнерами для сбора отходов.	Постоянно. Чистка и вывоз шлама с установки в период ремонта и чистки оборудования.	Вывоз на специально отведенное место для захоронения.
Люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак	В закрытой таре раздельно(тара завода – изготовителя)	Периодически.	Отходы передают на пункт приема ртутьсодержащих отходов в п.Пионерном ООО «ТКС», с передачей ООО «ТРАНССИБ» на обезвреживание
Прочие отходы нефтепродуктов, продуктов переработки нефти, угля, газа, горючих сланцев и торфа (Грунт, загрязненный нефтепродуктами	Места накопления отсутствуют	Периодически	Накопление не осуществляется. Сразу после образования вывозится для обезвреживания на шламонакопитель ВГНМ ООО «ССЭ»
Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) *	В закрытой таре в смеси (контейнер V=0.7м ³ , 3 шт.)	1 неделя	Накопление осуществляется в металлических контейнерах. По мере накопления вывозятся для захоронения на полигон ТБО ВГНМ

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Данное производство по подготовке нефти является объектом техногенной опасности, т.е. объектом, на котором хранят, перерабатывают, используют или транспортируют опасные химические вещества, при аварии на котором или при разрушении которого может произойти гибель или химическое заражение людей, растений, а также химическое заражение окружающей среды. В состав предприятия по подготовки нефти входят как площадочные опасные производственные объекты (насосы, емкости, резервуары, печи, сепараторы, электродигидраторы), так и линейные (различные трубопроводы). Возможны различные аварийные ситуаций: разгерметизация оборудования, трубопроводов, пожары как следствие взрывов.[35]

В таблице 6.8 приведены возможные аварийные ситуации и способы устранения.

Таблица 6.8 - Возможные виды аварийного состояния производства и способы их устранения [29]

Возможные производственные аварийные ситуации	Причины возникновения производственных аварийных ситуация	Действия персонала по предупреждению и устранению производственных аварийных ситуаций
Взрывы, пожары, разгерметизация трубопровода	Несоблюдение режима ведения процесса, разгерметизация оборудования и трубопроводов, разлив взрыво-пожароопасных веществ	1. Необходимо вызвать пожарную охрану и бригаду скорой помощи; 2. Включение звуковой аварийной сигнализации.
		3. Перекрыть подачу теплоносителей. Прекратить подачу сырья.
		4. Сброс давления на факел.
		5. Остановка остального оборудования.
Протечки в запорно-регулирующей арматуре или в аппаратах	Разгерметизация запорно-регулирующей арматуры или аппаратов	1. Сообщить начальнику цеха или мастеру установки; 2. Ликвидация протечек с остановкой оборудования (если не возможно устранить по другому)
		3. Ликвидировать протечки без остановки оборудования.
Сбой системы электроснабжения	Неполадки в системе электроснабжения	1. Сообщить начальнику цеха или мастеру установки; 2. Перекрыть подачу топлива к горелкам печей.
		3. Подать пару на паровую завесу печей.

		4. Проконтролировать отключение всего насосно-компрессорного оборудования.
Увеличение содержания нефтепродуктов в подтоварной воде	1. Низкий уровень раздела фаз	1. Поднять уровень раздела фаз в соответствии с НТР; 2. Проверить работу регуляторов уровня LCV-402 в аппарате.
Повышенная вибрация насоса	1. Неправильная центровка электродвигателя с насосом	1.1. Отцентрировать насос
Давление на приеме насоса ниже нормы	1.Нарушение режима сепарации; 2. Засорен фильтр входного трубопровода; 3. Неисправность или неполное открытие задвижки;	1. Отрегулировать режим сепарации; 2. Очистить сетку; 3.Открыть задвижку, отремонтировать задвижку;

6.4.1. Первичные средства пожаротушения

Здания, сооружения, помещения, технологические установки должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения: огнетушителями, ящиками с песком, асбестовое полотно, грубошерстная ткань, войлок (кошма), пожарными ведрами, совковыми лопатами, штыковыми лопатами, пожарным инструментом (крюками, ломami, топорами и т.п.), которые используются для локализации и ликвидации пожаров в начальной стадии их развития[29].

6.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

1. На тяжелых и физических работах с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда запрещается применение труда женщин.
2. Лицам, не достигших восемнадцатилетнего возраста, работа с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда запрещается.
3. При приеме на работу с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда проводится обязательные медицинские осмотры работников. [36]

Таким образом, при отнесении условий труда к вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) работникам, занятым на рабочем месте, которое относится к вредными (особо

вредными), опасными (особо опасными) должны предоставляться компенсации не ниже предусмотренных постановлением Правительства РФ от 20.11.2008 № 870.

В соответствии с п. 1 данного постановления работникам, занятым на перечисленных видах работ, установлены следующие компенсации:

- сокращенная продолжительность рабочего времени - не более 36 часов в неделю в соответствии со ст. 92 ТК РФ;
- ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск - не менее 7 календарных дней;
- повышение оплаты труда - не менее 4% тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда.[36]

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Понятия «экономический эффект» и «экономическая эффективность» относятся к числу важнейших категорий рыночной экономики. Эти понятия тесно связаны между собой.

Экономический эффект предполагает какой-либо полезный результат, выраженный в стоимостной оценке.

Экономическая эффективность – это соотношение между результатами хозяйственной деятельности и затратами живого и овеществленного труда, ресурсами.

В показателях выручки (объеме реализованной продукции), дохода, прибыли выражается полезный результат деятельности фирмы в стоимостной форме. Их принято называть показателями экономического эффекта, который является величиной абсолютной (руб./ед. времени).

В отличие от экономического эффекта экономическая эффективность – величина относительная. Определить её можно лишь сопоставив экономический эффект как результат деятельности с затратами, которые обусловили этот эффект. Чаще всего экономическая эффективность определяется коэффициентом экономической эффективности E в зависимости от того, в чем выражен экономический эффект и какие затраты учитываются при расчете, коэффициент экономической эффективности может рассчитываться по-разному, но суть остается той же.

Самым распространенным коэффициентом экономической эффективности является показатель рентабельности p (все его разновидности).

Оценка экономической эффективности лежит в основе управления инвестиционной деятельностью предприятия, так как выбор инвестиционных проектов осуществляется по критерию экономической эффективности и показателям её характеризующим.

При расчете показателей экономической эффективности следует различать экономическую эффективность краткосрочного решения (разовой сделки) и экономическую эффективность долгосрочного проекта, реализация которого предполагает несколько лет.

7.1. Эффект и эффективность

Любая деятельность имеет определенный результат, который человек всегда стремился оценить. С развитием производства, а особенно его промышленного масштаба, эта оценка, стремление «получать больше взамен на меньшее или, по крайней мере, столько же» спровоцировала появление концепции эффективности производства – как отдельной серьёзной составляющей изучения экономики организации.

Нужно различать понятие «эффект» и «эффективность».

Эффект – абсолютный показатель результата какого-либо действия или деятельности. Он может быть как положительным, так и отрицательным.

Эффективность – относительный показатель результативности и может быть только положительной величиной.

Расчет экономической эффективности рекомендуется производить путём сравнения затрат с экономическим эффектом как денежным выражением результата по формуле:

$$\text{Эффективность (Э)} = (\text{Результат (Р)} / \text{Затраты (З)}) * 100\%$$

Затраты (З) и результаты (Р) могут сопоставляться между собой различными способами, при этом получаемые показатели имеют разный смысл, акцентируя ту или иную сторону категории «эффективность»:

показатель вида P/Z характеризует результат, получаемый с единицы затрат;

отношение Z/P означает удельную величину затрат, приходящихся на единицу достигаемого результата;

разница $P-Z$ характеризует абсолютную величину превышения результатов над затратами;

показатель $P-Z/Z$ даёт оптимальную величину эффекта;

показатель $P-Z/P$ отражает удельную величину эффекта, приходящуюся на единицу получаемого результата.

В настоящее время используются различные термины, по-своему характеризующие соотношение результата с определёнными целевыми установками – результативность, целесообразность, экономичность, производительность, действенность.

Эффективность – характеристика процессов и воздействий сугубо управленческого характера, отражающая прежде всего степень достижения преследуемых целей, поэтому эффективностью обладает лишь целенаправленное взаимодействие.

Под эффективностью также понимают:

- определённый конкретный результат (эффективность действия чего-либо);
- соответствие результата или процесса максимально возможному, идеальному или плановому;
- функциональное разнообразие систем;
- числовую характеристику удовлетворительности функционирования;
- вероятность выполнения целевых установок и функций;
- отношение реального эффекта к требуемому (нормативному) эффекту.

В данной работе будет произведена оценка эффективности модернизации нефтегазового сепаратора. Иными словами, будет произведена оценка того, насколько экономически выгодно осуществлять модернизацию сосуда, возможно, что проще и дешевле будет приобрести новый аппарат.

Для расчета экономической эффективности был проведен мониторинг рынка теплообменников. По результатам мониторинга было установлено, что средняя стоимость сепаратора с необходимыми параметрами работы, а также с той укомплектованностью, которая имеется на модернизируемом нами аппарате, составила 420 тыс. рублей. При этом, также необходимо произвести доставку оборудования транспортной компанией. Транспортные компании предлагают наиболее дешевую доставку железнодорожным сообщением. Стоимость доставки составит 73000р. Данная цена складывается из стоимости за массу товара, а также за его габариты.

$$\text{Затраты} = \text{стоимость товара} + \text{доставка} = 420000 + 73000 = 493000 \text{ рублей}$$

7.3 Расчет экономической эффективности

Далее рассмотрим, какие затраты будут необходимы на проектирование, заказ, установку некоторых узлов кожухотрубчатого теплообменника и на поверочный расчет уже имеющихся узлов этого же аппарата. Для модернизации нашего аппарата необходимо спроектировать и заказать следующие узлы:

Стоимость оказания услуг по проектированию данных узлов, исходя из объема и сложности расчетов:

- проектирование каплеуловителя струнного типа– 1000 рублей;
- проектирование перегородок – 1000 рублей;

Стоимость оказания услуг по производству поверочного расчета отдельного звена аппарата:

- поверочный расчет обечайки – 3000 рублей;
- поверочный расчет днищ – 2500 рублей;
- поверочный расчет фланцевых соединений – 4500 рублей;
- поверочный расчет штуцеров – 5000 рублей;
- поверочный расчет опор аппарата – 3000 рублей;

Стоимость производства деталей на заказ, либо их покупка:

- проектирование каплеуловителя струнного типа– 1000 рублей;
- перегородки –1000 рублей;

Затраты на каждую произведенную деталь:

$$Z_i = Pr_i + C_i$$

Pr_i - затраты на проектирование детали, руб;

C_i – затраты на заказ либо покупку детали, руб;

Затраты на каплеуловителя струнного типа:

$$Z_1 = 1000 + 1000 = 2000 \text{ рублей}$$

Затраты на перегородки:

$$Z_4 = 1000 + 1000 = 2000 \text{ рублей}$$

Общие затраты (с учетом затрат на поверочный расчет),руб:

$$Z = \sum Z_i + \sum \Pi_i$$

$\sum \Pi_i$ -сумма затрат на поверочный расчет старых узлов аппарата,руб.

$$Z = 3000 + 2500 + 4500 + 5000 + 3000 + 2000 + 2000 = 21000 \text{ рублей}$$

Сведем расчеты в таблицу:

п/ п	Наименование узла аппарата	Стоимость проектирования/п оверки, руб.	Стоим ость на заказ/покупку , руб.	К ол-во, шт.	Всег о , руб.
	Каплеуловители струнного типа	1000	9000	15	135000
	Перегородки	1000	1540	12	18480
	Обечайка	3000		1	3000

	Днища	2500		2	5000
	Фланцевые соединения	4500		5	76500
	Штуцера	5000		4	85000
	Опоры	3000		2	6000
то го					328980

Эффективность = результат/затраты*100%= 420000/328980*100%
=127%

Экономия средств=420000-328980=91020 рублей

По произведенным мною расчетам можно сделать вывод о том, что проектирую и заказываю необходимые элементы аппарата, мы экономим средства в 2 кратном размере, что, безусловно, наиболее экономически эффективно. На сэкономленные средства можно приобрести детали, которые больше остальных подвержены износу, тем самым мы значительно увеличиваем срок службы аппарата, что и было целью данного проекта.

Вывод:

Эффективность = результат/затраты*100%= 420000/209980*100%
=200%

Экономия средств=420000-209980=210020 рублей

По произведенным мною расчетам можно сделать вывод о том, что проектирую и заказываю необходимые элементы аппарата, мы экономим средства в 2 кратном размере, что, безусловно, наиболее экономически эффективно. На сэкономленные средства можно приобрести детали, которые больше остальных подвержены износу, тем самым мы значительно увеличиваем срок службы аппарата, что и было целью данного проекта.

Заключение

В ходе магистерской диссертации были проведены технологические расчеты, где были определены основные геометрические размеры аппаратов, а именно диаметр и длина. Конструктивные расчеты основного оборудования установки подготовки нефти предусматривали определения толщин стенок аппарата, расчет необходимого укрепления отверстий, расчет фланцевого соединения, расчет несущей способности обечаек от воздействия опорных нагрузок, а так же расчет массы аппарата, расчет и выбор стандартных опор.

В разделе «Моделирование» была разработана математическая модель нефтегазового сепаратора, на основании который получили зависимости скорости осаждения от диаметра капель воды в среде при различной температуре. Определены максимально возможные диаметры капель воды при различных температурах и расходе эмульсии. Так же была получена зависимость остаточной обводненности от расхода эмульсии при различных температурных показателях.

В разделе «Расчет средства защиты сепаратора» была разработана методика расчета и подбора предохранительного клапана для защиты от превышения давления нефтегазового сепаратора в среде Mathcad.

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены как опасные и вредные факторы, электробезопасность, пожарная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в ЧС и правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

В разделе «Финансовый менеджмент» была рассчитана экономическая часть проекта.

Список литературы

1. Лутошкин Г.С., Дунюшкин И.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах. – М.: Альянс, 2014. – 132 с.
2. Лашинский А.А, Толчинский А.Р. Основы конструирования и расчета химической аппаратуры: Справочник. 3-е изд., стереотипное. – М.: ООО ИД «Альянс», 2008. – 752с.
3. ГОСТ 19281-89. Прокат из стали повышенной прочности. Общие технические условия.
4. ГОСТ Р 52857.2-2007. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет цилиндрических и конических обечаек, выпуклых и плоских днищ. - Москва: Стандартинформ, 2008. - 41 с.
5. ГОСТ Р 52857.3-2007. Нормы и методы расчета на прочность. Укрепление отверстий в обечайках и днищах при внутреннем и внешнем давлении. Расчет на прочность обечаек и днищ при внутреннем статических нагрузках. - Москва: Стандартинформ, 2009. -30 с.
6. АТК 24.218.06 - 90. Штуцера для сосудов и аппаратов стальных сварных.
7. ГОСТ Р 52857.4-2007. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность и герметичность фланцевых соединений.
8. ГОСТ 6533-78. Днища эллиптические отбортованные стальные для сосудов, аппаратов и котлов. Основные размеры.
9. ОСТ 26-2091-93. Опоры горизонтальных сосудов и аппаратов. Конструкция.
10. Ушева Н.В., Кравцов А.В., Мойзес О.Е., Кузьменко, Е.А. Моделирование технологии промысловой подготовки нефти// «Томский политехнический университет», Томск. - №4/ том308/ 2005, с. 127-130.
11. Ким С.Ф., Ушева Н.В., Самборская М.А., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Моделирование процессов разрушения водонефтяных эмульсий для крупнотоннажных технологий подготовки нефти// ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», Томск.-№8-3/2013, с.626-629.

12. Лутошкин Г.С., Дюнюшкин И.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: учебное пособие для вузов. – 3-е изд., стер. – М.: Альянс, 2014. – 132 с.
13. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».
14. АрмотуроСтроение.2014.№5: [Электронный ресурс]. URL: <http://www.valve-industry.ru/archive/archive2014.php>.
15. ГОСТ 12.2.085 – 2002. Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности.
16. Корольштейн Л.Б. О российской и зарубежной нормативно – методической документации по расчету и проектированию систем аварийного сброса / Промышленный сервис. №3. 2012. – 8с.
17. Беляев В.М. Расчет и проектирование средств защиты. Беляев В. М. Миронов В.М., Сечин А.И. – Томский политехнический университет. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014.-184 с.
18. ГОСТ 12.2.085 - 2002 Клапаны предохранительные.
19. ГОСТ 31378 – 2009. Нефть. Общие технические условия.
20. ГОСТ 12.1.007 – 76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
21. ГН 2.2.5.1313 – 03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
22. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
23. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».
24. ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
25. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
26. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

- 27.ГОСТ 12.1.004. – 91. Пожарная безопасность. Общие требования.
- 28.Горячев С.А., Клубань В.С. Пожарная профилактика технологических процессов производств. М.: ВИПТШ МВД СССР, 1983.
- 29.Технологический регламент «Пункт подготовки и сбора нефти (УПН «Пионерный»»).
30. РД 153-34.0-03.702-99. Инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве.
- 31.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
- 32.ГН 2.1.6.1338 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
- 33.ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
- 34.Абросимов А.А. Экологические аспекты производства и применения нефтепродуктов. М.: БАРС, 1999 – 732с.
35. ГОСТ Р 22.9.22. – 2014. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.
- 36.Трудовой кодекс РФ.
37. Рыжакина Т.Г. Экономика и управления производством. Расчет экономической части дипломного проекта. Учебное издание ТПУ – 2013г.

Приложение А

Форма титульного листа приложения для раздела ВКР,
выполненного на иностранном языке

Приложение (1)

Раздел (4)
Literature review

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4KM61	Гилев Максим Владимирович		

Консультант кафедры ИФВТ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Игна Ольга Николаевна	Доктор пед.наук, доцент		

Консультант – лингвист кафедры ИФВТ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Игна Ольга Николаевна	Доктор пед.наук, доцент		

Literature review

Separation of gas from oil occurs under the influence of gravitational, inertial forces and due to the selective wetting of oil.

Gravitational separation is due to the difference between the densities of the liquid and gas, i.e. under the influence of their gravity.

Inertial separation occurs with sharp turns of the gas-oil flow, while the fluid, as more inertial, continues to move in a straight line, and the gas changes its direction. As a result, they are divided. This principle is based on the work of a hydrocyclone gas separator, which is carried out by feeding a gas-oil mixture into the cyclone head, in which the liquid is thrown to the inner surface and then flows down into the oil space of the gas separator, and the gas moves in the center of the cyclone.

Film separation is based on the phenomenon of selective wetting of liquid on a metal surface. When a gas flow with a certain amount of oil passes through the louvre nozzles (drift eliminators), the oil droplets, when in contact with the metal surface, wet it and form a continuous liquid film on it. The liquid on this film is kept well enough and when it reaches a certain thickness it starts to flow down continuously. This phenomenon is called the film separation effect or adhesion. Jalousie separators work on this principle.

Technology of oil treatment from gas.

Production of wells of oil fields enters the connection node and merges in the distribution manifold, is treated with a demulsifier for more effective water retention, and scale inhibitor, to prevent scaling in the pipelines and internal cavities of process equipment, then water-oil emulsion enters the oil and gas separators with water discharge. In the NNGV, the first stage gas is withdrawn, as well as the discharge of the standing formation water. The separated gas enters the gas separators of the HS to clean it from the dropping liquid. Gas is transported from the gas separators of the GS to the GTES. Also, the gas separators of the HS are supplied with gas to the high-pressure flare manifold: after passing through the gas metering unit and the expansion chambers RC (where the condensed moisture drops out due to the decrease in pressure), the gas enters the high-pressure flare where it is burned. It is possible to supply gas in both directions simultaneously. The reservoir water from the NNGW is taken to the tanks PBC-3000 P-3, 4.

After the NNGV, the liquid is combined into a single stream and enters the oil sedimentation tanks OH, where preliminary dehydration of oil takes place. The water drainage from the oil settling basins is provided by two parallel flows in the RVS-3000 and RVS-3000, respectively for further preparation of the bottom.

Passing through the oil settling tanks, partially dehydrated oil enters the end separation units of the LCC, where deep degassing of oil takes place (selection of the second stage separation gas). The released gas is taken from the SSC to the low-pressure flare manifold and passes through the gas metering unit and the expansion chamber RK (where the condensed moisture drops out due to the decrease in pressure) to the low-pressure flare where it is burned.

Oil from the end separation plants enters the process tanks of the RVS-5000. For gravity oil sludge (in the process of coagulation, water droplets are integrated into larger and heavier ones and, under the action of gravity (gravity), settle to the bottom and accumulate as a layer of bottom water).

The diversion of commercial water from the RVS-5000 is envisaged in the RVS-3000, where the preparation of the bottom water takes place. From RVS-3000, commercial water by gravity, due to differences in the inflow, is transported to the BKNS (reception of pumps in the RVS-3000).

Oil from the RVS-5000 is fed to the dispensing nozzle from the altitude mark h-7m to the intake of the pump units of the central nervous system and then passes through the oil metering unit to the pressure pipeline to pump oil.

Dangerous and harmful properties of oil and its light and heavy hydrocarbon fractions (gas-liquid oil and gas environment):

- Explosion and fire hazard of oil and gas environment;
- Toxicity of the oil and gas environment;
- chemical aggressiveness of individual fractions and components of the oil and gas environment;
- the ability of the oil and gas environment to penetrate into enclosed cavities and spaces, buildings and structures, accumulate in various depressions and spread over large distances and areas through air, land and water surfaces.

Large unit capacity and high power-to-weight ratio:

- significant potentially dangerous destructive capabilities of process equipment in case of breakdowns, damage or accidents;
- dangerous voltage values;
- dangerous or potentially dangerous values of technological parameters, including high pressure, large volumes and flows of oil, gases, chemicals, permanently involved in the process, in some cases high temperature of the external surfaces of the equipment.

Technological features:

- the continuous nature of the technological process, carried out around the clock, regardless of various climatic and seasonal changes in the state of the environment;
- the need for preventive and repair work in the continuous technological cycle;

- high speed of propagation of pressure waves, including from hydraulic shocks that occur with various changes in modes, emergency stops of process equipment, accidents with a breach of the tightness of pipelines, vessels and other equipment.

The breadth of the range and the specifics of the work at the facility, including those related to the maintenance of electrical and mechanical and technological equipment, means and measuring systems, automation, pumping stations, vessels and tanks, the need for repair and general construction, , the use of special equipment for the production of works, large volumes of gas-welding, gas hazardous and other works of increased danger.

The main sources of food harmful to human health are:

- exhausts of gaseous petroleum products from breathing valves of drainage tanks;
- "breathing" of the demulsifier's supply capacity.

The most dangerous places on the OPF are:

- Pump oil pumping;
- Pumping substandard oil;
- UUN;
- BPC,
- UUV,
- UUG;
- Pump fluid,
- NGSV, GS and HCV platform;
- Platform OH and KSU;
- Platform PTB-10;
- BRH;
- Reservoir Park;
- Electrical board;
- Warehouse chem. reagent.

To gas-hazardous places on the OPF are:

- Pump oil pumping;
- Pumping substandard oil;
- UUN;
- BPC;
- UUV;
- UUG;
- Pump fluid,
- NGSV, GS and HCV platform;

- Platform OH and KSU;
- Platform PTB-10;
- Reservoir Park;
- Flaring facilities;
- BRH;
- Warehouse chem. reagent.

Basic measures ensuring safe process management

The technological process at the OPF is conducted continuously in closed devices. The associated petroleum gas is withdrawn by a closed scheme to a torch, and the bottom water to the BKNS.

Parameter control and process control are carried out remotely according to the instruments installed in the operator room, with light and sound alarms, to achieve maximum permissible and emergency values.

Regulation of the main parameters determining the safety of the process is carried out automatically. When the emergency values of the process parameters determining its fire risk are reached, the individual equipment is stopped or the actuating mechanisms prevent the development of an emergency situation (opening of safety valves, stopping of pumps).

For operational impact on the technological process, there is the possibility of remote control:

- start-up and shutdown of pumping equipment, ventilation unit in pump room;
- control valves;
- Electric locks.

With the purpose of timely detection of depressurization of equipment and gas contamination of the territory (industrial premises) are equipped with gassing sensors of the type GSM-05, the signal from the operation of which is put on the control panel into the operator room and interlocked with the inclusion of exhaust ventilation. Monitoring of the air environment in pumping oil and open areas is carried out by analyzing the gas-air medium (GVS) by a portable gas analyzer (SGG 4M, SGG-20) based on the sampling scheme. Analysis of the air and gas environment under normal conditions at the technological site, the oil metering unit and the tank farm, in pumping oil, pumping off-grade oil, is carried out according to the schedule of periodicity of sampling for gas contamination. In case of emergency (high temperature, sharp increase of technological parameters) the analysis of the gas-air environment in all the above-mentioned places should be carried out once in two hours. All analyzes of the gas-air environment should be recorded in a special journal. In case of failure of GS-05 in oil pumping, the frequency of gas-air sampling should be sampled every 15 minutes, until GS-05 faults are eliminated.

The plant's production facilities have the necessary lighting and are equipped with electric heating, ventilation and gas alarm systems. The equipment installed in them is securely fixed, has hermetic sealing of flange connections of pipelines and rotating parts of mechanisms to avoid product leaks, fencing of

rotating and moving parts of pumps, control posts and performance monitoring devices, protective earthing.

The equipment of open areas has necessary for maintenance sites and transitions. The territory of the installation has an external fence, is equipped with roads and driveways, outdoor lighting, safety signs.

Protection of workers from industrial hazards is ensured by the implementation of a complex of organizational, sanitary and technical measures and means aimed at preventing exposure to working harmful production factors:

- Carrying out a systematic preventive examination of the technical condition of the equipment and the integrity of the enclosing devices;
- Reliable isolation of live parts, protective earth;
- Lighting of workplaces in accordance with the norms and requirements;
- production facilities have a system of electrical heating, lighting and ventilation (mechanical and natural);
- the air composition of the pump oil and the oil metering unit is constantly monitored by gassing sensors with the output of the signal (light and sound) into the operator room. If the content of explosive hydrocarbon vapors exceeds 20% of the LEL, exhaust ventilation is activated, and if the excess of 40% of the LEL is switched off, exhaust ventilation is switched off;
- monitoring of the air condition of open areas is carried out by portable gas analyzers;
- to protect against noise and vibration of dynamic equipment, the rooms in which they are located are made of sound-absorbing materials, the equipment is securely fixed and periodically centered, balanced;
- the main parameters of the equipment operation are output in the operator room;
- Remote control is provided for starting and stopping the equipment;
- A plan for the elimination of accidents is developed and training sessions are conducted with the personnel of the installation to work out the correct actions.

Ways of neutralization of products in emergency cases.

Places of equipment location UPN have reinforced concrete pallets and flashing to prevent spreading of oil and oil products in case of depressurization of equipment and pipelines.

When spreading petroleum products through the territory, they need to be cleaned, using the improvised means, a vacuum machine. Remove the soil and take it out to the sludge collector, filling the place with sand. To avoid spreading oil products on the territory, on a large area in places that do not have a dump, it is necessary to perform earth dumping of the spill site, and then proceed to harvesting.

Individual means of protection for workers.

In accordance with the legislation of the Russian Federation on labor, the servicing personnel of the UPF is provided with personal protective equipment (PPE) according to the "Norms for the free issue of

special clothing, special footwear and other personal protective equipment for employees in the core occupations of managed companies.

Some types of PPE are designed for collective use, such as hose masks, antiphons, safety belts, dielectric mats, dielectric gloves, etc.

Protection against static electricity.

To prevent the occurrence of spark discharges from the surface of equipment, oil and petroleum products, when moving through pipelines, filling / emptying and steaming tanks, a protective earthing of the equipment of tanks and communications is used.

Earthing devices for protection against static electricity should, as a rule, be combined with grounding devices for electrical equipment.

All metallic and electrically conductive non-metallic parts of tank equipment must be grounded, regardless of whether other measures of static electricity protection are being applied.

Measurements of electrical resistance of grounding devices must be carried out at least once a year. The results of measurements and repairs should be recorded in a special magazine.

In order to reduce the potential of static electricity, the initial filling of the apparatus should be carried out at a minimum speed, the oil emulsion should be injected into the apparatus under a layer of oil and water.

As neutralizers with strings, cells from a grounded metal grid can be used as devices for discharging a charge inside a filled reservoir.

To prevent dangerous spark discharges, accumulating on the body of a person in an explosive area, the electrostatic conductivity of the footwear and the floor on which the person is located must be ensured.